Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 4 del 5 gennaio 2001 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA Roma - Venerdì, 5 gennaio 2001 SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00100 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00100 ROMA - CENTRALINO 06 85081

N. 2

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 20 dicembre 2000.

Modificazione e integrazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, 28 ottobre 1997, n. 108/97, 29 dicembre 1999, n. 204/99. Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico. (Deliberazione n. 230/00).

DELIBERAZIONE 20 dicembre 2000.

Definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2000. (Deliberazione n. 231/00).

DELIBERAZIONE 20 dicembre 2000.

Definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per gli anni dal 2001 al 2006. (Deliberazione n. 232/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Adozione di direttiva concernente la disciplina della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas. (Deliberazione n. 236/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Definizione di criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato. (Deliberazione n. 237/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Definizione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato per l'anno 2001. (Deliberazione n. 238/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Aggiornamento dei corrispettivi per il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica. (Deliberazione n. 239/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Disposizioni in materia di misura e di riconciliazione dell'energia elettrica ad integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99. (Deliberazione n. 240/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Disposizioni in materia di corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. (Deliberazione n. 241/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Disposizioni in materia di Codici di condotta commerciale. (Deliberazione n. 242/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Adozione di disposizioni in materia di tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2001 in attuazione e ad integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99. (Deliberazione n. 243/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Aggiornamento per il bimestre gennaio-febbraio 2001 di componenti e parametri della tariffa elettrica. Modificazioni e integrazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99 e adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. (Deliberazione n. 244/00).

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Aggiornamento per il bimestre gennaio-febbraio 2001 delle tariffe dei gas distribuiti a mezzo di reti urbane ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99 e per la modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 ottobre 2000, n. 199/00. (Deliberazione n. 245/00).

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 20 dicembre 2000.

Modificazione e integrazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, 28 ottobre 1997, n. 108/97, 29 dicembre 1999, n. 204/99. Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico. (Deliberazione n. 230/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 20 dicembre 2000,
- Premesso che:
  - l'articolo 1, comma 1.4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, recante razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 70/97), ha inglobato nella Parte B della tariffa elettrica il preesistente sovrapprezzo termico ordinario e l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili impiegati per generare direttamente o indirettamente energia elettrica;
  - l'articolo 6, commi 6.1 e 6.2, della deliberazione n. 70/97 ha istituito il Conto costi energia, alimentato tramite versamento da parte delle imprese distributrici della Parte B della tariffa elettrica relativamente alle vendite di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato;
  - l'articolo 6, comma 6.11, della deliberazione n. 70/97, ha previsto il riconoscimento di contributi, a carico del Conto costi energia, alle imprese produttrici-distributrici a fronte della produzione e importazione di energia elettrica in ciascun bimestre, differenziati tra produzione termoelettrica, idroelettrica, geotermoelettrica e importazioni;
- Premesso che:
  - con la deliberazione 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione

n. 108/97), l'Autorità ha definito i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui agli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91), prevedendo:

a) una componente del prezzo di cessione in ore piene relativa al costo evitato di combustibile pari al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, come definito all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97,
b) un prezzo di cessione in ore vuote pari, fino al 31 dicembre 1998, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, come definito all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97, e pari, a decorrere dall'1 gennaio 1999, al valore medio unitario nazionale della Parte B della tariffa (PB), come definito dall'articolo 6, comma 6.11, della deliberazione n. 70/97;

- l'articolo 15 della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99, recante norme per la regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 204/99), disciplina, tra l'altro, le forniture a cui, alla data del 31 dicembre 1999, si applicavano aliquote della Parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità della clientela, prevedendo a favore di queste forniture componenti tariffarie compensative;

- Premesso che:

  - l'articolo 1 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), di attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, liberalizza le attività di produzione di energia elettrica e di vendita della stessa ai clienti idonei di cui all'articolo 14 dello stesso decreto legislativo;

  - l'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99 prevede che entro l'1 gennaio 2001 il dispacciamento degli impianti di produzione di energia elettrica avvenga secondo l'ordine di merito economico, sulla base di offerte gestite dalla società Gestore del mercato Spa;

- Visti:

  - la legge 2 maggio 1990, n. 102;
  - la legge n. 9/91;
  - la legge 14 novembre 1995, n. 481,

- la legge 14 novembre 1996, n. 577;
- il decreto legislativo n. 79/99;

- Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

- Viste:

  - la deliberazione n. 70/97;
  - la deliberazione n. 108/97;
  - la deliberazione n. 204/99;

- Considerato che:

  - il regime di contributi alle imprese produttrici-distributrici previsto dall'articolo 6 della deliberazione n. 70/97, differenziando i contributi stessi in funzione del tipo di impianto utilizzato per la produzione di energia elettrica e in funzione della quantità di energia elettrica prodotta rispetto ai livelli degli anni precedenti, non risulta compatibile con la liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica;

  - è terminato il periodo di applicazione di condizioni tariffarie speciali previste dall'articolo 11, comma 6, della legge 2 maggio 1990, n. 102, per le utenze ubicate in Valtellina;

  - la soppressione della Parte B della tariffa fa venire meno i presupposti per il mantenimento delle condizioni tariffarie speciali riconosciute all'energia elettrica che le imprese elettriche degli enti locali cedono ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali, con riferimento a tale Parte B;

  - la Parte B della tariffa prevede aliquote differenziate per le forniture in bassa tensione per usi domestici a clienti con potenza impegnata fino a 3 kW nelle abitazioni di residenza anagrafica, a loro volta articolate per scaglioni di consumo, e per le forniture in bassa tensione per usi domestici a tutti gli altri clienti;

  - il rapporto tra energia assoggettata alla parte B della tariffa ed energia ammessa ai contributi di cui all'articolo 6, comma 6.11, della deliberazione n. 70/97, come comunicato bimestralmente all'Autorità dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico, nell'anno 2000 è mediamente pari a 0,92;

- Ritenuta:

  - l'opportunità di sopprimere i contributi alla produzione di energia elettrica a carico del Conto costi energia per l'energia elettrica prodotta a partire dall'1 gennaio 2001;

- la conseguente opportunità di sopprimere, a decorrere dall'1 gennaio 2001, la Parte B della tariffa e di prevedere che tutti i costi di generazione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato siano coperti attraverso una specifica componente tariffaria per l'utenza domestica e dai corrispettivi previsti dalle opzioni tariffarie definite dagli esercenti e diversi dalla Parte B della tariffa per le altre tipologie di utenza;

- la necessità di prevedere che, a decorrere dall'1 gennaio 2001, il Conto costi energia operi esclusivamente per l'erogazione dei contributi di cui all'articolo 6, comma 6.11, della deliberazione n. 70/97, e per la contabilizzazione del gettito della Parte B della tariffa relativamente all'energia elettrica prodotta dalle imprese produttrici-distributrici o importata ed erogata ai clienti finali fino al 31 dicembre 2000;

- la necessità di ridefinire il parametro di riferimento per la determinazione del prezzo di cessione in ore vuote dell'energia elettrica di cui agli articoli 20 e 22 della legge n. 9/91, definito dalla deliberazione n. 108/97, in modo da assicurare prezzi di cessione in ore vuote comparabili con i prezzi riconosciuti in assenza della soppressione della Parte B della tariffa;

- la necessità di assicurare alle forniture, alle quali, alla data del 31 dicembre 1999, si applicavano aliquote della Parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità della clientela, condizioni tariffarie equivalenti a quelle che si sarebbero applicate in assenza della soppressione della Parte B della tariffa;

- l'opportunità di abrogare le disposizioni della deliberazione n. 204/99 relative alla Parte B della tariffa ed ai contributi a carico del Conto costi energia;

- l'opportunità di escludere l'energia elettrica che le imprese elettriche degli enti locali cedono ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali dall'applicazione delle condizioni tariffarie speciali con riferimento alla Parte B della tariffa;

- l'opportunità di mantenere, per le forniture in bassa tensione per usi domestici, un'articolazione della componente delle tariffe D2 e D3 a copertura dei costi variabili di generazione analoga a quella prevista dall'articolazione della parte B della tariffa;

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione, si applicano le seguenti definizioni:
  a) per Autorità si intende l'Autorità per l'energia elettrica e il gas istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;

b) per deliberazione n. 70/97 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, in materia di razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente integrata e modificata;
c) per deliberazione n. 204/99 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, recante norme per la regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235;
d) per parametro C_t si intende il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97;
e) per parametro V_t si intende il costo unitario riconosciuto dei combustibili di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97.

Articolo 2
Modificazioni e integrazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97

2.1 L'articolo 1, comma 1.2, della deliberazione n. 70/97 è abrogato.

2.2 Salvo quanto previsto al successivo articolo 5, è abrogato l'articolo 6, commi da 6.1 a 6.4, commi 6.6, 6.7 e commi da 6.9 a 6.18, della deliberazione n. 70/97.

2.3 Il contributo di cui all'articolo 6, comma 6.11, della deliberazione n. 70/97 non è riconosciuto alle imprese produttrici-distributrici o importatrici a decorrere dall'1 gennaio 2001.

2.4 Il parametro C_t viene aggiornato dall'Autorità all'inizio di ciascun bimestre qualora si registrino variazioni, in aumento o in diminuzione, maggiori del 2% del parametro V_t.

Articolo 3
Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97

Il prezzo di cessione nelle ore vuote delle eccedenze di energia elettrica di cui agli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, definito dall'articolo 2, comma 2.2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1997, n.

108/97, e successive modificazioni ed integrazioni, è pari al 92% del valore del parametro C_t.

Articolo 4
Modificazioni e integrazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99

4.1 All'articolo 12, comma 12.2, lettera d), e comma 12.3, lettera d), della deliberazione n. 204/99, le parole "parte B" sono sostituite dalla parola "PV"

4.2 L'articolo 12, comma 12.4, della deliberazione n. 204/99 è sostituito dal seguente:
"12.4 La componente PV è pari al prodotto tra il parametro Ct ed il coefficiente *f*. Il parametro Ct è il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97. I valori del coefficiente *f* relativi alla tariffa D2 sono riportati nella tabella 8bis. Il valore del coefficiente *f* relativo alla tariffa D3 è fissato pari a 1,269."
Le tabelle di cui alla deliberazione n. 204/99 sono integrate con la tabella 8bis allegata alla presente deliberazione.

4.3 All'articolo 12, comma 12.7, della deliberazione n. 204/99 sono soppresse le parole "della componente Parte B e"

4.4 All'articolo 15, comma 15.1, primo periodo, della deliberazione n. 204/99 sono aggiunte le seguenti parole: "ad eccezione delle forniture effettuate dalle imprese elettriche degli enti locali ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali"

4.5 All'articolo 15, dopo il comma 15.2, è aggiunto il seguente comma 15.2.1:

"15.2.1 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto dal precedente comma 15.2, il valore di riferimento della Parte B della tariffa da utilizzare per determinare le condizioni tariffarie previste dalla normativa in vigore al 31 dicembre 1999 è pari, per ciascun bimestre, all'aliquota della Parte B della tariffa applicabile alla fornitura al 31 dicembre 1999, indicizzata applicando, per ciascun bimestre intercorso dalla predetta data, una variazione percentuale uguale a quella registrata, nello stesso bimestre, dal parametro Ct. Nel caso delle forniture in alta tensione per la produzione di alluminio primario di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 36 del 16 febbraio 1996, l'indicizzazione si applica solo qualora la variazione bimestrale del parametro Ct sia risultata positiva."

4.6 All'articolo 16, comma 16.2, della deliberazione n. 204/99 è soppressa la lettera f).

Articolo 5
Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico

5.1 Fino al 31 dicembre 2001, il Conto costi energia, di cui all'articolo 6, comma 6.1, della deliberazione n. 70/97, continua ad operare esclusivamente per l'erogazione dei contributi a favore delle imprese produttrici-distributrici e per la contabilizzazione del gettito della Parte B della tariffa relativamente all'energia elettrica prodotta o importata ed erogata ai clienti finali fino al 31 dicembre 2000.

5.2 Successivamente al 31 dicembre 2001, la Cassa conguaglio per il settore elettrico provvede alla chiusura del Conto costi energia, trasferendo ogni residua competenza al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 5, comma 5.2, della deliberazione n. 70/97

Articolo 6
Disposizioni transitorie e finali

La presente deliberazione viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed entra in vigore l'1 gennaio 2001.

Milano, 20 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

TABELLA 8 bis - Valori del coefficiente *f* per la tariffa D2

Coefficiente f della tariffa D2		
scaglioni di consumo (kWh anno) da	fino a	coefficiente *f*
0	1800	0.805
1801	2640	1.269
2641	4440	1.734
	oltre 4440	1.269

00A16015

DELIBERAZIONE 20 dicembre 2000.

Definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2000. (Deliberazione n. 231/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 20 dicembre 2000,

- Premesso che:

  - l'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (di seguito: decreto 26 gennaio 2000) prevede che costituisce onere generale afferente al sistema elettrico la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese che, alla stessa data, svolgevano il servizio di distribuzione, producendo in proprio, in tutto o in parte, l'energia elettrica distribuita;

  - l'articolo 3, comma 3, del decreto 26 gennaio 2000 prevede che, al fine di compensare anche solo parzialmente gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, sia recuperata per un periodo di sette anni a partire dal giorno 1 gennaio 2000 esclusivamente la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici non ammessi a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6, e successive modificazioni ed integrazioni, ad esclusione dell'energia elettrica prodotta da impianti con potenza nominale non superiore a 3MW e da impianti idroelettrici di pompaggio;

  - l'articolo 5, comma 9, del decreto 26 gennaio 2000 prevede che la maggiore valorizzazione di cui alla precedente premessa sia pari, per l'anno 2000, al costo unitario riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici

che utilizzano combustibili fossili commerciali di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 26 giugno 1997, n. 70/97 (di seguito: deliberazione n. 70/97) e per gli anni dal 2001 al 2006 per ciascun impianto ed in ciascun bimestre, ad una quota della differenza tra il valore medio ponderato dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale nei diversi periodi di tempo del bimestre, utilizzando come pesi le quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto nei diversi periodi di tempo del bimestre, e i costi fissi medi unitari dell'impianto, come determinati annualmente, entro il 31 dicembre dell'anno precedente, dall'Autorità; e che la suddetta quota sia pari al 75% per gli anni 2001 e 2002, al 50% per gli anni 2003 e 2004 e al 25% per gli anni 2005 e 2006;

Premesso altresì che:

- la deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99, recante disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999 (di seguito: deliberazione n. 13/99), prevede all'articolo 12, comma 12.1, che a tutti gli impianti di produzione di energia elettrica collegati in parallelo con la rete si applichi la componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei costi dei servizi dinamici di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera a), della medesima deliberazione;

- la deliberazione 29 dicembre 1999, n. 205/99, recante definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, per l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e per la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235; (di seguito: deliberazione n. 205/99), fissa, all'articolo 2, comma 2.1, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato;

- la deliberazione n. 205/99 prevede, all'articolo 2, comma 2.2, che il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso comprende, fino alla soppressione della parte B della tariffa elettrica unicamente la componente a copertura dei costi fissi di produzione di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera a) della medesima deliberazione;

- con deliberazione 9 marzo 2000, n. 53/00, recante disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000 (di seguito: deliberazione n. 53/00), l'Autorità ha, tra l'altro, istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione;

- Visti:
  - la legge 14 novembre 1995, n. 481;
  - il decreto legislativo n. 79/99;
  - il decreto 26 gennaio 2000;
- Viste:
  - il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45 90, pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 302 del 29 dicembre 1990;
  - la deliberazione n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente integrata e modificata;
  - la deliberazione n. 13/99;
  - la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, in materia di regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235;
  - la deliberazione n. 205/99;
  - la deliberazione n. 53/00;
  - la deliberazione 15 giugno 2000, n. 108/00, in materia di adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, modificazione degli articoli 1, 7 e 8 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e delle componenti tariffarie A ed UC di cui all'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, adozione di disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000;
  - la nota informativa dell'Autorità sugli oneri generali afferenti al sistema elettrico del 3 agosto 2000, recante criteri per la determinazione dei parametri di cui all'articolo 5, commi 1 e 9, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, approvata dall'Autorità con deliberazione 3 agosto 2000, n. 136/00;

- Considerato che:

- nell'anno 2000 la parte B della tariffa elettrica non è stata soppressa ed è stato mantenuto in operatività il regime di contribuzione alla produzione di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato da parte delle imprese produttrici-distributrici di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 70/97;
- il mantenimento in operatività nell'anno 2000 del regime di contribuzione di cui al precedente alinea non ha dato luogo ad una maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, che alla data del 19 febbraio 1997 erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici di cui all'articolo 1, comma 1, del decreto 26 gennaio 2000. e destinata al mercato vincolato;
- i prezzi di cessione all'ingrosso del mercato vincolato costituiscono un riferimento per le contrattazioni bilaterali sul mercato libero e che, pertanto, il mantenimento in operatività nell'anno 2000 del regime di contribuzione di cui ai precedenti alinea ha comportato effetti anche sulla valorizzazione dell'energia elettrica ceduta nel mercato libero;
- con l'avvio del mercato libero, la produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato libero ha subito una maggiore valorizzazione, anche se di entità inferiore rispetto alle previsioni del decreto 26 gennaio 2000.

- Ritenuto che:

- sia necessario procedere al recupero della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta con impianti idroelettrici e geotermoelettrici che alla data del 19 febbraio 1997 erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici e destinata al mercato libero;
- sia necessario, nel procedere al recupero di cui al precedente alinea, tenere conto degli effetti prodotti sulle cessioni di energia elettrica nel mercato libero dal mantenimento del regime di contribuzione alla produzione di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato da parte delle imprese produttrici-distributrici di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 70/97;
- sia opportuno che il gettito della maggiorazione dei corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale a compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici finanzi il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione e, qualora risultino disponibilità in eccesso rispetto al fabbisogno di tale conto, sia trasferito a finanziamento del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

Ai fini della presente deliberazione, si applicano le seguenti definizioni:

a) per deliberazione n. 70/97 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, in materia di razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente integrata e modificata;
b) per deliberazione n. 13/99 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999, come successivamente integrata e modificata;
c) per deliberazione n. 53/00 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 marzo 2000, n. 53/00, recante disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000;
d) per deliberazione n. 108/00 si intende la deliberazione 15 giugno 2000, n. 108/00, in materia di adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, modificazione degli articoli 1, 7 e 8 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e delle componenti tariffarie A ed UC di cui all'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, adozione di disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000;
e) per decreto 26 gennaio 2000 si intende il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000.

Articolo 2
Maggiorazioni ai corrispettivi di accesso ed uso della rete di trasmissione nazionale per le finalità di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000

2.1 Fino al 31 dicembre 2006, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti idroelettrici non di pompaggio e geotermoelettrici di potenza nominale superiore a 3MW e che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese che, alla stessa data, svolgevano il servizio di distribuzione producendo in proprio, in tutto o in parte, l'energia elettrica distribuita, è soggetta ad una maggiorazione del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei servizi dinamici di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera

a) della deliberazione n. 13/99, a compensazione della maggiore valorizzazione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b) del decreto 26 gennaio 2000.

2.2 La maggiorazione di cui al precedente comma 2.1 non si applica all'energia elettrica ammessa a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6, e successive modificazioni ed integrazioni.

2.3 Per l'anno 2000, la maggiorazione di cui al precedente comma 2.1 si applica unicamente all'energia elettrica prodotta ed immessa in rete a decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto 26 gennaio 2000 ed è determinata secondo la

$$M = \max\left\{\sum Ct_i * Q_i ; 0\right\}$$

seguente formula:
dove:

- i indica il bimestre i-esimo dell'anno 2000 e varia da 1 a 6;
- Ct_i (in lire/kWh) è il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97, riferito al bimestre i-esimo dell'anno 2000;
- Q_i (in kWh) è la quantità di energia elettrica prodotta nel bimestre i-esimo dell'anno 2000 con gli impianti di cui al precedente comma 2.1 e soggetta alla compensazione, determinata secondo la seguente formula:

$$Q_i = Qh_i * z_i - Qt_i * (1 - z_i)$$

dove:

- Qh_i (in kWh) è la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato libero prodotta nel bimestre i-esimo dagli impianti di cui al precedente comma 2.1;

- Qt_i (in kWh) è la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato libero prodotta nel bimestre i-esimo da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali;

- z_i è un coefficiente pari al rapporto tra energia assoggetta alla parte B della tariffa ed energia ammessa ai contributi di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 70/97, nel bimestre i-esimo, corretto per le perdite medie sulle reti di trasmissione e di distribuzione. Tale coefficiente assume, per l'anno 2000, a titolo di acconto e salvo conguaglio, i valori indicati nel seguito.

I bimestre	z1	0,89
II bimestre	z2	0,86
III bimestre	z3	0,80
IV bimestre	z4	0,81
V bimestre	z5	0,86
VI bimestre	z6	0,93

2.4 Per l'anno 2000, ai fini dell'applicazione di quanto previsto dal precedente comma 2.3, i soggetti che hanno la disponibilità degli impianti di cui al precedente comma 2.1, comunicano ai gestori di cui alle lettere a) e b) del successivo comma 2.5, entro il 31 marzo 2001, le quantità di energia elettrica prodotta ed immessa in rete di cui al precedente comma 2.3.

2.5 La maggiorazione di cui al precedente comma 2.3 è fatturata entro il 30 aprile 2001 al soggetto che ha la disponibilità dell'impianto da parte:
a) del gestore contraente, come individuato all'articolo 1, lettera u), della deliberazione n. 108/00, per gli impianti inseriti quali punti di consegna in un contratto di vettoriamento dell'energia elettrica immessa in rete;
b) della società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa per gli altri impianti.

Articolo 3

Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico

3.1 Il Gestore della rete di trasmissione nazionale e i gestori di cui al precedente articolo 2, comma 2.5, lettera a), versano alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, entro 60 giorni dalla data di fatturazione, il gettito delle maggiorazioni relativo all'energia elettrica immessa in rete.

3.2 I versamenti di cui al precedente comma 3.1 alimentano il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 53/00.

3.3 Le eventuali disponibilità del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 53/00, in eccesso ai fabbisogni sono trasferite al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 5 della deliberazione n. 70/97.

Articolo 4

Disposizioni transitorie e finali

La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001

Milano, 20 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

00A16016

DELIBERAZIONE 20 dicembre 2000.

Definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per gli anni dal 2001 al 2006. (Deliberazione n. 232/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 20 dicembre 2000,

- Premesso che:

  - l'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (di seguito: decreto 26 gennaio 2000) prevede che costituisce onere generale afferente al sistema elettrico la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese che, alla medesima data, svolgevano il servizio di distribuzione, producendo in proprio, in tutto o in parte, l'energia elettrica distribuita;

  - l'articolo 3, comma 3, del decreto 26 gennaio 2000 prevede che, al fine di compensare anche solo parzialmente gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, sia recuperata per un periodo di sette anni a partire dal giorno 1 gennaio 2000 esclusivamente la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici non ammessi a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6, e successive modificazioni ed integrazioni, ad esclusione dell'energia elettrica prodotta da impianti con potenza nominale non superiore a 3 MW e da impianti idroelettrici di pompaggio;

  - l'articolo 5, comma 9, del decreto 26 gennaio 2000 prevede che la maggiore valorizzazione di cui al primo alinea della presente premessa sia pari, per l'anno 2000, al costo unitario riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell'Autorità per l'energia e il gas (di seguito:

Autorità) 26 giugno 1997, n. 70/97 (di seguito: deliberazione n. 70/97) e per gli anni dal 2001 al 2006 per ciascun impianto ed in ciascun bimestre, ad una quota della differenza tra il valore medio ponderato dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale nei diversi periodi di tempo del bimestre, utilizzando come pesi le quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto nei diversi periodi di tempo del bimestre, e i costi fissi medi unitari dell'impianto, come determinati annualmente, entro il 31 dicembre dell'anno precedente, dall'Autorità; e che la suddetta quota sia pari al 75% per gli anni 2001 e 2002, al 50% per gli anni 2003 e 2004 e al 25% per gli anni 2005 e 2006;

- Premesso altresì che:

  - la deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99, recante disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie Generale, n. 49 dell'1 marzo 1999 (di seguito: deliberazione n. 13/99), prevede all'articolo 12, comma 12.1, che a tutti gli impianti di produzione di energia elettrica collegati in parallelo con la rete si applichi la componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei costi dei servizi dinamici di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera a), della medesima deliberazione;

  - la deliberazione 29 dicembre 1999, n. 205/99, recante definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, per l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e per la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato, fissa, all'articolo 2, comma 2.1, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato;

  - con deliberazione 9 marzo 2000, n. 53/00, recante disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000 (di seguito: deliberazione n. 53/00), l'Autorità ha, tra l'altro, istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione;

  - la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 230/00, recante modificazione e integrazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, 28 ottobre 1997, n. 108/97, 29 dicembre 1999, n. 204/99, ha soppresso la parte B della tariffa di cui all'articolo 6, comma 6.2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97;

  - la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 231/00, recante definizione della maggiorazione dei corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2000, in corso di pubblicazione nella Gazzetta

Ufficiale (di seguito: deliberazione n. 231/00), ha definito le modalità di calcolo della rendita idroelettrica realizzata dalle imprese produttrici-distributrici nell'anno 2000;

- Visti:
  - la legge 14 novembre 1995, n. 481,
  - il decreto legislativo n. 79/99;
  - il decreto 26 gennaio 2000:
- Viste:
  - il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/90, pubblicato nel supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 302 del 29 dicembre 1990;
  - la deliberazione n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente integrata e modificata;
  - la deliberazione n. 13/99;
  - la deliberazione n. 204/99;
  - la deliberazione n. 205/99;
  - la deliberazione n. 53/00;
  - la deliberazione 15 giugno 2000, n. 108/00, in materia di adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, modificazione degli articoli 1, 7 e 8 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e delle componenti tariffarie A ed UC di cui all'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, adozione di disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000;
  - la deliberazione 26 luglio 2000, n. 131/00, in materia di definizione delle modalità per l'ammissione alla reintegrazione dei costi di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a) del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 213 del 12 settembre 2000;
  - la nota informativa dell'Autorità del 3 agosto 2000, recante criteri per la determinazione dei parametri di cui all'articolo 5, commi 1 e 9, del decreto del

Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, approvata dall'Autorità 2000 con delibera 3 agosto 2000, n. 136/00;

- la deliberazione n. 230/00;

- la deliberazione n. 231/00;

• Considerato che:

- la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica rilevante ai fini dell'applicazione dell'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000 è quella derivante dalla liberalizzazione del settore dell'energia elettrica come disposto dal decreto legislativo n. 79/99;
- in assenza di liberalizzazione del mercato, la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che alla data del 19 febbraio 1997 erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici di cui all'articolo 1, comma 1, del decreto 26 gennaio 2000, sarebbe stata pari ad una componente di prezzo a copertura dei soli costi fissi di produzione, non essendo riconosciuti a questi impianti contributi a copertura dei costi di combustibile;
- la componente di prezzo copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica di cui al precedente alinea è stata fissata per l'anno 2000 dall'articolo 2, comma 2.1, lettera a), della deliberazione n. 205/99 e rappresenta il riferimento ai fini della determinazione della valorizzazione dell'energia elettrica per impianti idroelettrici e geotermoelettrici in assenza di liberalizzazione per gli anni dal 2001 al 2006;
- la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica da impianti idroelettrici e geotermoelettrici di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, da recuperare per gli anni dal 2001 al 2006, può essere al massimo pari differenza tra la media ponderata dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale e la media ponderata della componente di prezzo a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera a), della deliberazione n. 205/99 stabilita per l'anno 2000;

- i costi fissi medi unitari per alcuni degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici che alla data del 19 febbraio 1997 erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici di cui all'articolo 1, comma 1, del decreto 26 gennaio 2000, possono risultare superiori alla componente di cui al precedente terzo alinea.

• Ritenuta:

- la necessità di riconoscere alla produzione di energia elettrica degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici di cui all'articolo 1, comma 1 del decreto legislativo 2000, una valorizzazione almeno pari a quella che avrebbero ottenuto in assenza di liberalizzazione;

- l'opportunità di limitare le istruttorie relative alla determinazione del costo fisso medio unitario degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici la cui produzione è soggetta, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, al recupero della maggiore valorizzazione, ai soli casi in cui tale costo sia superiore alla media ponderata della componente di prezzo a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica per l'anno 2000;
- l'opportunità, in relazione a quanto indicato nel precedente alinea, di lasciare ai soggetti nella cui disponibilità si trovino gli impianti soggetti al recupero della maggiore valorizzazione, di cui all'articolo 5, comma 9, del decreto 26 gennaio 2000, la valutazione delle specifiche situazioni di costo relative ai singoli impianti;
- l'opportunità che il gettito della maggiorazione dei corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale a compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici finanzi il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione e, qualora risultino disponibilità in eccesso rispetto al fabbisogno di tale conto, sia trasferito a finanziamento del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

Ai fini della presente deliberazione, si applicano le seguenti definizioni:

a) per deliberazione n. 13/99 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, recante condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999;
b) per deliberazione n. 205/99 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 205/99, recante definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, per l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e per la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235;
c) per deliberazione n. 53/00 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 marzo 2000, n. 53/00, recante disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000;
d) per deliberazione n. 108/00 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 15 giugno 2000, n. 108/00, recante adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3,

comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, modificazione degli articoli 1, 7 e 8 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e delle componenti tariffarie A ed UC di cui all'articolo 3, comma 3.1. della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, adozione di disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000;

e) per decreto 26 gennaio 2000 si intende il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000;

f) per imprese produttrici-distributrici si intendono le imprese che alla data del 19 febbraio 1997 svolgevano il servizio di distribuzione, producendo in proprio, in tutto o in parte, l'energia elettrica distribuita.

Articolo 2

Maggiorazioni ai corrispettivi di accesso ed uso della rete di trasmissione nazionale per le finalità di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b) del decreto 26 gennaio 2000

2.1 Fino al 31 dicembre 2006, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da tutti gli impianti idroelettrici non di pompaggio e geotermoelettrici di potenza nominale superiore a 3MW e che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici, è soggetta alla compensazione della maggiore valorizzazione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b) del decreto 26 gennaio 2000.

2.2 La compensazione della maggiore valorizzazione di cui al precedente comma 2.1 non si applica all'energia elettrica ammessa a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6, e successive modificazioni ed integrazioni.

2.3 Per gli anni dal 2001 al 2006, per ciascun impianto ed in ciascun bimestre la maggiore valorizzazione di cui al precedente comma 2.1 è pari alla quota, indicata al successivo comma 2.4, della differenza tra il valore medio ponderato dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale nei diversi periodi di tempo del bimestre e il valore medio ponderato della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica previsti dall'articolo 2, comma 2.1, lettera a) della deliberazione n. 205/99 per l'anno 2000, utilizzando come pesi le quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto nei diversi periodi di tempo del bimestre.

2.4 La quota di cui al precedente comma 2.3 è pari al 75% per gli anni 2001 e 2002, al 50% per gli anni 2003 e 2004 e al 25% per gli anni 2005 e 2006.

2.5 In deroga a quanto previsto al precedente comma 2.3 e con riferimento a specifici impianti, il soggetto giuridico che ne ha la disponibilità, ha facoltà di richiedere, entro e non oltre il 31 marzo 2001, la rideterminazione della maggiore valorizzazione di cui al precedente comma 2.3, presentando, successivamente all'1 marzo 2001 una apposita domanda all'Autorità da cui dovranno risultare, a pena di irricevibilità, le seguenti informazioni relative agli anni dal 1997 al 1999:

a) livello dei costi operativi diretti dell'impianto ivi inclusi gli ammortamenti calcolati sulla base di aliquote economico- tecniche;
b) livello del valore netto contabile dell'impianto, pari al valore lordo a cui l'impianto è iscritto nello stato patrimoniale al 31 dicembre al netto della consistenza, riferita allo stesso impianto, del fondo ammortamento economico tecnico:
c) denominazione dell'impianto e tipologia dell'impianto, specificando se trattasi di impianto ad acqua fluente, a serbatoio o a bacino;
d) data di entrata in esercizio, pari alla data in cui si è effettuato il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico nazionale;
e) data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto fissata dal produttore, considerando il periodo di collaudo e avviamento, nel limite massimo di 12 mesi dalla data in cui si è effettuato il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico nazionale;
f) numero dei generatori elettrici dell'impianto e potenza nominale di ciascuno di essi espressa in kW;
g) potenza nominale dell'impianto espressa in kW, pari alla somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici dell'impianto, compresi quelli di riserva, destinati alla produzione di energia elettrica;
h) potenza efficiente lorda espressa in kW, pari alla massima potenza elettrica, misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto, realizzabile dall'impianto durante un intervallo di tempo di funzionamento (4 ore), per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo che tutte le parti dell'impianto siano interamente in efficienza e che siano disponibili le più favorevoli condizioni di portata e di salto;
i) potenza efficiente netta espressa in kW, pari alla potenza risultante dalla differenza tra la potenza efficiente lorda dell'impianto e quella assorbita dai suoi servizi ausiliari e dalle perdite nei trasformatori della centrale;
j) produzione di energia elettrica lorda nel periodo dal 1992 al 1999 espressa in GWh, pari alla quantità di energia elettrica prodotta, misurata dai contatori sigillati dagli Uffici tecnici di finanza situati ai morsetti di uscita dei generatori elettrici;
k) produzione di energia elettrica netta dell'impianto nel periodo dal 1992 al 1999 espressa in GWh, pari alla produzione di energia elettrica lorda diminuita dell'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori di centrale;
l) ore medie di funzionamento dell'impianto degli ultimi tre anni disponibili, distinte in F1, F2, F3 e F4, espresse in ore/anno;
m) ore di fermata programmata dell'impianto degli ultimi tre anni disponibili espresse in ore/anno;
n) ore di fermata accidentale dell'impianto degli ultimi tre anni disponibili espresse in ore/anno;

o) potenza nominale media annua dell'impianto indicata nella concessione idroelettrica espressa in kW;
p) producibilità dell'impianto espressa in GWh, calcolata come media aritmetica dei valori della produzione di energia elettrica netta effettivamente realizzata negli ultimi quindici anni solari, al netto di eventuali periodi di fermata dell'impianto eccedenti le normali esigenze manutentive;
q) producibilità attesa dell'impianto espressa in GWh pari alla produzione di energia elettrica annua netta ottenibile dall'impianto valutata in base ai dati di progetto.

2.6 Le informazioni di cui al precedente comma 2.5 devono essere fornite, ove possibile, anche su supporto informatico.

2.7 A seguito della richiesta di cui al precedente comma 2.5, l'Autorità determina entro 120 giorni dal ricevimento della domanda i costi fissi medi unitari dell'impianto, tenendo conto di:
- costi operativi diretti;
- una remunerazione del capitale investito calcolato sulla base del valore netto contabile dell'impianto;
- una quota di costi comuni attribuibili all'impianto espressa in termini percentuali rispetto al livello dei costi operativi diretti.

2.8 La compensazione della maggiore valorizzazione di cui ai commi precedenti avviene mediante una maggiorazione del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei servizi dinamici di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera a) della deliberazione n. 13/99.

2.9 La maggiorazione di cui al precedente comma 2.8 è fatturata bimestralmente al soggetto che ha la disponibilità dell'impianto da parte:
a) del gestore contraente, come individuato all'articolo 1, lettera u), della deliberazione n. 108/00, per gli impianti per i quali è stato richiesto il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica immessa in rete;
b) della società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa per gli altri impianti.

2.10 Per i soggetti giuridici che presentano la richiesta di cui al precedente comma 2.5 la maggiorazione di cui al precedente comma 2.8 è quantificata, a titolo di acconto e salvo conguaglio da definirsi in seguito alle determinazioni di cui al precedente comma 2.7, in misura pari a quanto stabilito ai sensi del precedente comma 2.3.

Articolo 3
Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico

3.1 Il Gestore della rete di trasmissione nazionale e i gestori di cui al precedente articolo 2, comma 2.8, lettera a), versano alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, entro 60 giorni dalla data di fatturazione, il gettito delle maggiorazioni relativo all'energia elettrica immessa in rete.

3.2 I versamenti di cui al precedente comma 3.1 alimentano il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 53/00.

3.3 Con cadenza bimestrale la Cassa conguaglio per il settore elettrico, dopo aver liquidato i contributi a carico del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 53/00, trasferisce sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 5 della deliberazione n. 70 97 eventuali differenze tra il gettito delle maggiorazioni di cui al precedente articolo 2, comma 2.1, e i contributi liquidati sul conto stesso.

Articolo 4
Disposizioni transitorie e finali

4.1 Il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale rilevante ai fini della determinazione della maggiorazione di cui al precedente articolo 2, comma 2.1, è pari al prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso ceduta ai clienti del mercato vincolato di cui all'articolo 2, comma 2.1, della deliberazione n. 205/99.

4.2 La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001

Milano, 20 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

00A16017

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Adozione di direttiva concernente la disciplina della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas. (Deliberazione n. 236/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000,

- Premesso che:

- ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera *g*), della legge 14 novembre 1995, n. 481, recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità (di seguito: legge n. 481/95), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) controlla lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili;

- ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera *h*), della legge n. 481/95 l'Autorità emana le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni;

- ai sensi dell'articolo 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, di attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale (di seguito: decreto legislativo n. 164/00), gli enti locali, che affidano il servizio di distribuzione, anche in forma associata, svolgono attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione, ed i loro rapporti con il gestore del servizio sono regolati da appositi contratti di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità;

- ai sensi dell'articolo 14 del decreto legislativo n. 164/00, nell'ambito dei contratti di servizio di cui al precedente alinea sono stabiliti tra l'altro le modalità di espletamento del servizio, gli obiettivi qualitativi e le conseguenze degli inadempimenti da parte dell'esercente il servizio;

- con delibera 18 dicembre 1998, n. 154/98 (di seguito: delibera n. 154/98), l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettere *g*) e *h*), della legge n. 481/95, in tema di qualità del servizio del gas;

- con delibera 2 marzo 2000, n. 47/00 (di seguito: delibera n. 47/00), l'Autorità ha emanato una direttiva concernente la disciplina dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita del gas;

- Visti:

- la legge 6 dicembre 1971, n. 1083, recante norme per la sicurezza dell'impiego del gas combustibile;
- la legge n. 481/95;
- la legge 31 dicembre 1996, n. 675, recante norme per la tutela delle persone e di altri soggetti rispetto al trattamento dei dati personali, e successive modificazioni e integrazioni;
- l'articolo 11 del decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 286, recante norme per il riordino e potenziamento di meccanismi e strumenti di monitoraggio e valutazione dei costi, dei rendimenti e dei risultati dell'attività svolta dalle amministrazioni pubbliche, a norma dell'articolo 11 della legge 15 marzo 1997, n. 59;
- il decreto legislativo n. 164/00;

- Visti:

- il decreto del Ministro dell'interno 24 novembre 1984 recante norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 18 settembre 1995, recante lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 223 del 23 settembre 1995;
- la delibera dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 61/97, recante disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la delibera n. 154/98;
- la delibera n. 47/00;
- il documento "Risultati dell'indagine sulla soddisfazione e sulle aspettative degli utenti domestici di energia elettrica e di gas", approvato dall'Autorità in data 24 novembre 1998 (PROT AU/98/217);

- il documento "Rapporto sulla qualità del servizio gas nel 1997", approvato dall'Autorità in data 24 novembre 1998 (PROT AU/98/219);

- il documento "Rapporto sulla qualità del servizio gas nel 1998", approvato dall'Autorità in data 9 febbraio 2000 (PROT AU/2000/019);

- il documento per la consultazione "Regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti a media e bassa pressione", approvato dall'Autorità in data 8 giugno 2000 (prot. AU/2000/159) (di seguito: documento per la consultazione);

- Considerato che:

- sussistono significative differenze sotto il profilo della sicurezza e della continuità tra distributori per quanto concerne le modalità di effettuazione e di registrazione degli interventi rilevanti ai fini della sicurezza, quali la ricerca sistematica delle dispersioni di gas, la odorizzazione del gas, il pronto intervento, e degli interventi rilevanti ai fini della continuità del servizio, quale la gestione delle interruzioni dell'erogazione del gas;

- la disciplina della Carta dei servizi prende in considerazione, ai fini della sicurezza, solo la reperibilità e il pronto intervento, senza imporre obblighi di ispezione della rete interrata e lasciando quindi al distributore la facoltà di effettuare o meno le ispezioni;

- la disciplina della Carta dei servizi prende in considerazione, ai fini della continuità, solo le interruzioni programmate per le quali fissa una durata massima di 48 ore, ritenuta eccessiva se messa in relazione agli impieghi del gas da parte di strutture sanitarie o di servizio pubblico;

- Considerati gli esiti del procedimento avviato con la delibera n. 154/98, in particolare i commenti e le osservazioni pervenuti in relazione al documento per la consultazione, e gli elementi acquisiti nel corso degli incontri tecnici di approfondimento con i soggetti interessati;

- Considerato che nell'ambito del suddetto procedimento sono state tra l'altro segnalate le esigenze di:

- concedere un adeguato periodo di tempo per pervenire al completamento del quadro delle norme tecniche da parte degli organismi normatori e per assicurare ai distributori il tempo necessario per adeguare la propria organizzazione e le procedure aziendali agli obblighi imposti dalla direttiva;

- definire i livelli effettivi per ognuno degli indicatori di sicurezza e di continuità escludendo gli eventi le cui cause non siano riconducibili alla responsabilità dei distributori;

- semplificare la registrazione dei dati e la raccolta delle informazioni relative agli interventi rilevanti per la sicurezza e la continuità;

- Considerato che, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c, della legge n. 481/95:

- l'Autorità irroga, salvo che il fatto costituisca reato, in caso di inosservanza dei propri provvedimenti ovvero in caso di mancata ottemperanza da parte dei soggetti esercenti il servizio alle richieste di informazioni o a quelle connesse all'effettuazione dei controlli, ovvero nel caso in cui le informazioni e i documenti acquisiti non siano veritieri, sanzioni amministrative pecuniarie non inferiori nel minimo a lire 50 milioni e non superiori nel massimo a lire 300 miliardi;

- in caso di reiterazione delle violazioni l'Autorità ha la facoltà, qualora ciò non comprometta la fruibilità del servizio da parte dell'utente, di sospendere l'attività di impresa fino a 6 mesi ovvero proporre la sospensione o la decadenza della concessione;

- Ritenuto che:

- la sicurezza del servizio di distribuzione del gas, intesa come salvaguardia fisica delle persone e delle cose, sia obiettivo determinante per la qualità del servizio di distribuzione del gas;

- il miglioramento della continuità del servizio di distribuzione del gas sia necessario ai fini della sicurezza del servizio e della sua efficienza;

- il contenimento delle dispersione del gas metano in atmosfera rivesta una particolare importanza ai fini della tutela dell'ambiente e del rispetto degli impegni assunti dall'Italia con riferimento al Protocollo di Kyoto;

- sia necessario definire livelli nazionali base e di riferimento di sicurezza e di continuità del servizio uniformi per tutti gli impianti di distribuzione di gas, allo scopo di evitare discriminazioni tra utenti o clienti e di consentire ai distributori di programmare in modo certo gli investimenti occorrenti ad aumentare i livelli effettivi di sicurezza e a ridurre il numero e la durata delle interruzioni del servizio;

- sia necessario, ai fini della salvaguardia fisica delle persone e delle cose e tenendo conto di quanto previsto dall'articolo 16, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, estendere a tutti i distributori gli obblighi di pronto intervento e rendere obbligatorio il pronto intervento anche per gli impianti a valle del punto di consegna, accertando che gli stessi impianti siano stati eseguiti e siano mantenuti in stato di sicuro funzionamento nei riguardi della pubblica incolumità;

- sia opportuno introdurre obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità creando una adeguata base statistica di dati relativi agli interventi necessari ai fini della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas;

- Ritenuto inoltre che:

- la mancanza di una base statistica completa e certa per alcuni interventi rilevanti ai fini della sicurezza e della continuità della distribuzione del gas richieda gradualità nella regolazione della sicurezza e della continuità del servizio con la conseguente previsione di un periodo di prima attuazione, compreso tra l'emanazione della presente direttiva e il 31 dicembre 2003;

- il raggiungimento delle finalità indicate dall'Autorità nel documento di consultazione richieda un adeguato periodo di tempo al fine di mettere in atto tutte le attività necessarie da parte dei distributori sia in termini di esercizio che di manutenzione degli impianti;

- sia necessario introdurre fin dal periodo di prima attuazione obblighi di servizio per alcune attività rilevanti per la sicurezza, ivi inclusi la ricerca sistematica delle dispersioni di gas, finalizzata alla loro eliminazione, l'odorizzazione del gas, la predisposizione da parte dei distributori di adeguata cartografia e l'installazione di una doppia linea nei gruppi finali in antenna in conformità alla normativa tecnica vigente;

- Ritenuto in particolare che sia opportuno in sede di prima attuazione della direttiva prevederne l'applicazione solo ai distributori che, alla data del 31 dicembre 1999, forniscono un numero di clienti finali superiore a 5000 (cinquemila) e agli impianti di distribuzione che servono alla stessa data un numero di clienti finali superiore a 1000 (mille).

DELIBERA

Titolo I – Definizioni e ambito di applicazione

Articolo 1

Definizioni

Ai fini della presente direttiva, si applicano, salvo diversa indicazione, le definizioni dell'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e le seguenti definizioni:

a) "alta pressione" (AP) è la pressione relativa del gas superiore a 5 bar (1ª, 2ª e 3ª specie, definite dal decreto ministeriale 24 novembre 1984, pubblicato nella

Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 12 del 15 gennaio 1985 [di seguito: decreto ministeriale 24 novembre 1984]);

b) "anno di riferimento" è l'anno solare al quale si riferiscono i dati e le informazioni relative alla sicurezza e alla continuità del servizio;

c) "atti di terzi" sono le concessioni, autorizzazioni o servitù il cui ottenimento è necessario per l'esecuzione della prestazione da parte del distributore, escluse le concessioni, autorizzazioni o servitù la cui richiesta spetta al cliente finale;

d) "Autorità" è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;

e) "bassa pressione" (BP) è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto ministeriale 24 novembre 1984 e per i gas di petrolio liquefatti dalla norma UNI 9860 edizione settembre 1998:

  (i) non superiore a 0,04 bar (7ª specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;

  (ii) non superiore a 0,07 bar (7ª specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto;

f) "cartografia" è il sistema di documentazione dell'impianto di distribuzione, esclusi gli impianti di derivazione di utenza e i gruppi di misura, mediante una rappresentazione, almeno grafica, che comprende indicazioni sul materiale delle condotte, il loro diametro e la pressione di esercizio ed in scala almeno 1:2000;

g) "condotta" è l'insieme di tubazioni, curve, raccordi ed accessori uniti tra di loro per la distribuzione del gas;

h) "dispersione" è la fuoriuscita incontrollata di gas dall'impianto di distribuzione;

i) "dispersione di classe A1" è la dispersione di massima pericolosità che a giudizio del distributore ed in base alle norme tecniche vigenti richiede una riparazione immediata e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione;

j) "dispersione di classe A2" è la dispersione che a giudizio del distributore ed in base alle norme tecniche vigenti può ammettere una riparazione entro 7 giorni solari dalla sua localizzazione;

k) "dispersione di classe B" è la dispersione che a giudizio del distributore ed in base alle norme tecniche vigenti può ammettere una riparazione entro 30 giorni solari dalla sua localizzazione;

l) "dispersione di classe C" è la dispersione che a giudizio del distributore ed in base alle norme tecniche vigenti può ammettere una riparazione oltre i 30 giorni solari ed entro 9 mesi dalla sua localizzazione;

m) "dispersione localizzata" è la dispersione per la quale è stata individuata l'esatta ubicazione nell'impianto di distribuzione;

n) "distributore" è l'esercente che esercita l'attività di distribuzione del gas;

o) "eliminazione della dispersione" è l'intervento sulla parte di impianto di distribuzione ove si è originata la dispersione con il quale si ripristina la tenuta della parte di impianto di distribuzione interessata o viene fatta cessare la dispersione;

p) "gruppo di misura" è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; è comprensivo di un eventuale correttore dei volumi misurati;

q) "gruppo di riduzione" è il complesso (assiemato) costituito da regolatori di pressione, da apparecchi ausiliari, da tubazioni, da raccordi e pezzi speciali, aventi la funzione di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di pressione in entrata variabile a un valore di pressione in uscita predeterminato, fisso o variabile;

r) "gruppo di riduzione finale" è:

(i) un gruppo di riduzione avente la funzione di ultima riduzione della pressione per alimentare i clienti attraverso una rete di bassa pressione;

(ii) un gruppo di riduzione avente la funzione di riduzione della pressione per alimentare una rete in media pressione che alimenta clienti alimentati singolarmente in bassa pressione;

s) "gruppo di riduzione finale in antenna" è un gruppo di riduzione finale che costituisce l'unico punto di alimentazione della rete a valle dello stesso gruppo;

t) "impianto di derivazione di utenza o allacciamento" è il complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori che costituiscono le installazioni necessarie a fornire il gas al cliente finale; l'impianto di derivazione di utenza o allacciamento ha inizio dall'organo di presa (compreso) e si estende fino al gruppo di misura (escluso) e comprende l'eventuale gruppo di riduzione; in assenza del gruppo di misura, l'impianto di derivazione di utenza o allacciamento si estende fino all'organo di intercettazione terminale (incluso) della derivazione stessa;

u) "impianto di distribuzione" è una rete di gasdotti locali integrati funzionalmente, per mezzo dei quali è esercitata l'attività di distribuzione; l'impianto di distribuzione è costituito dall'insieme di punti di alimentazione della rete di gasdotti locali, dalla stessa rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli impianti di derivazione di utenza fino ai punti di consegna o di vendita e dai gruppi di misura; l'impianto di distribuzione può essere gestito da uno o più esercenti;

v) "impianto di distribuzione ad alimentazione plurima" è l'impianto di distribuzione con più punti di alimentazione della rete;

w) "impianto di distribuzione ad alimentazione singola" è l'impianto di distribuzione con un unico punto di alimentazione;

x) "interruzione" è l'evento che coinvolge uno o più clienti finali e che ha come conseguenza l'interruzione dell'erogazione del gas ai clienti finali medesimi;

y) "interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale" è l'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale come definita dalle norme tecniche vigenti;

z) "localizzazione della dispersione" è l'insieme delle operazioni mediante le quali si individua la parte di impianto dove si è originata la dispersione;

aa) "media pressione" (MP) è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto ministeriale 24 novembre 1984 e per i gas di petrolio liquefatti dalla norma UNI 9860 edizione settembre 1998:

(i) superiore a 0,04 bar e non superiore a 5 bar (4ª, 5ª e 6ª specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;

(ii) superiore a 0,07 bar e non superiore a 5 bar (4ª, 5ª e 6ª specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto;

bb) "organo di presa" è la parte di impianto di derivazione di utenza con cui si realizza il collegamento dell'allacciamento interrato alla condotta stradale ed il prelievo del gas;

cc) "periodo di avviamento" è l'intervallo di tempo compreso tra la data di attivazione dell'alimentazione del punto di consegna al primo cliente finale servito dal distributore nel comune considerato e il 31 dicembre del secondo anno solare successivo a quello in cui viene attivata l'alimentazione del punto di consegna al primo cliente finale nel medesimo comune;

dd) "periodo di gestione" è il numero di mesi dell'anno di riferimento nei quali il distributore ha gestito l'impianto di distribuzione; la frazione di mese maggiore di 15 giorni solari è considerata pari ad un mese di gestione;

ee) "periodo di subentro" è l'intervallo di tempo compreso tra la data di subentro da parte del nuovo distributore nella gestione del servizio e il 31 dicembre dell'anno solare successivo a quello in cui è avvenuto il subentro stesso;

ff) "punto di alimentazione della rete" è l'impianto di produzione del gas distribuito o, per il gas naturale, il punto dove avviene la consegna del gas al distributore da parte dell'impresa di trasporto;

gg) "punto di consegna" è il punto di confine tra l'impianto di proprietà del distributore o gestito da esso e l'impianto di proprietà o gestito dal cliente;

hh) "rete" è il sistema di condotte in generale interrate, posate su suolo pubblico o privato che, partendo dal punto di alimentazione della rete, consente la distribuzione del gas ai clienti; la rete non comprende gli impianti di derivazione di utenza;

ii) "servizio" è il servizio relativo all'attività di distribuzione del gas;

jj) "telecontrollo" è il sistema finalizzato alla supervisione a distanza dei principali parametri di funzionamento di un punto di alimentazione della rete (almeno della portata del gas immesso, della pressione e della temperatura del gas in ingresso, della pressione e della temperatura del gas in uscita), che assolve anche alla

funzione di registrazione in modo automatico e continuo degli eventi di superamento per ciascun parametro di soglie di funzionamento normale e che invia allarmi di superamento di tali soglie ad un servizio di reperibilità, attivo 24 ore su 24 per tutto l'anno, in grado di intervenire tempestivamente per rimuovere l'anomalia di funzionamento del punto di alimentazione medesimo;

kk) "tempo di eliminazione della dispersione" è il tempo, misurato in giorni di calendario, intercorrente tra la data di localizzazione della dispersione e la data in cui viene completata la sua eliminazione;

ll) "terzi" sono le persone fisiche e giuridiche terze rispetto al distributore, escluse le imprese che operano su incarico o in appalto per conto del distributore medesimo.

Articolo 2

Ambito di applicazione

2.1 I distributori di gas hanno l'obbligo di rispettare le disposizioni contenute nella presente direttiva, fatto salvo quanto previsto da altre leggi e norme tecniche vigenti.

2.2 La presente direttiva si applica ad ogni impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima; qualora il distributore gestisca in uno stesso comune più impianti, non interconnessi tra loro, di distribuzione di gas di petrolio liquefatti, tali impianti vengono considerati un unico impianto di distribuzione. Nel caso in cui uno stesso impianto di distribuzione sia gestito da più distributori, la presente direttiva si applica a ciascuna porzione di impianto gestita da ciascun distributore.

2.3 La presente direttiva non si applica nei comuni nei quali sia in corso il periodo di avviamento del servizio medesimo, limitatamente a tale periodo.

Titolo II – Definizione di indicatori e di obblighi di servizio relativi alla sicurezza del servizio

Articolo 3

Indicatori di sicurezza del servizio di distribuzione

Al fine di definire gli obblighi di servizio, i livelli base e i livelli di riferimento relativi alla sicurezza del servizio, si fa riferimento ai seguenti indicatori:

- percentuale annua di rete in alta e media pressione sottoposta ad ispezione;
- percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta ad ispezione;

- numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata;
- numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete;
- numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali.

Articolo 4

Percentuale annua di rete in alta e in media pressione sottoposta ad ispezione

4.1 La percentuale annua di rete in alta e in media pressione sottoposta ad ispezione è calcolata, con troncamento al primo decimale, mediante la formula:

$$\%AMP = \frac{LI_{APMP}}{L_{APMP}} \times 100$$

dove:
- LI_{APMP} è la somma delle lunghezze, misurate in metri, della rete AP e della rete MP sottoposte ad ispezione nell'anno di riferimento;
- L_{APMP} è la somma delle lunghezze, misurate in metri, della rete AP e della rete MP in esercizio al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento.

4.2 Ai fini del calcolo dell'indicatore, un tratto di rete può essere classificato come ispezionato a condizione che:
a) l'ispezione del tratto di rete sia stata eseguita in conformità a quanto previsto da norme tecniche vigenti in materia;
b) il distributore abbia provveduto a redigere un rapporto di ispezione dal quale sia identificabile in modo univoco il tratto di rete ispezionato e l'esito dell'ispezione.

4.3 Ai fini del calcolo della lunghezza LI_{APMP}, uno stesso tratto di rete ispezionato più volte deve essere computato una sola volta nell'anno di riferimento.

Articolo 5

Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta ad ispezione

5.1 La percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta ad ispezione è calcolata, con troncamento al primo decimale, mediante la formula:

$$\%BP = \frac{LI_{BP}}{L_{BP}} \times 100$$

dove:

- LI_{BP} è la lunghezza, misurata in metri, della rete BP sottoposta ad ispezione nell'anno di riferimento;
- L_{BP} è la lunghezza, misurata in metri, della rete BP in esercizio al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento.

5.2 Ai fini del calcolo dell'indicatore vale quanto indicato dall'articolo 4, comma 2.

5.3 Ai fini del calcolo della lunghezza LI_{BP}, uno stesso tratto di rete ispezionato più volte deve essere computato una sola volta nell'anno di riferimento.

Articolo 6

Numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata

6.1 Il numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata è calcolato, con troncamento al secondo decimale, mediante la formula:

$$NDI = \frac{DI}{LI_{APMP} + LI_{BP}} \times 1000$$

dove:

- DI è il numero totale di dispersioni localizzate nell'anno di riferimento a seguito della ricerca programmata delle dispersioni sulla rete e sulla parte interrata degli impianti di derivazione di utenza, escluse le dispersioni dovute a danneggiamento delle tubazioni da parte di terzi;
- LI_{APMP} e LI_{BP} sono definite rispettivamente dall'articolo 4, comma 1, e dall'articolo 5, comma 1.

6.2 La localizzazione della dispersione deve essere effettuata in conformità a quanto previsto dalle norme tecniche vigenti in materia.

Articolo 7

Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete

7.1 Il numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete è calcolato, con troncamento al secondo decimale, mediante la formula:

$$NDT = \frac{DT}{L_{APMP} + L_{BP}} \times 1000$$

dove:

- DT è il numero totale di dispersioni localizzate nell'anno di riferimento sulla rete e sulla parte interrata degli impianti di derivazione di utenza su

segnalazione di terzi, escluse le dispersioni dovute a danneggiamento delle tubazioni da parte di terzi;
- L_{APMP} e L_{BP} sono definite rispettivamente dall'articolo 4, comma 1, e dall'articolo 5, comma 1

7.2 Per la localizzazione della dispersione vale quanto indicato dall'articolo 6, comma 2.

Articolo 8

Numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali

8.1 Il grado di odorizzazione del gas è pari alla quantità di odorizzante presente nell'unità di volume del gas distribuito, misurata in milligrammi per metro cubo alle condizioni standard (mg/m^3).

8.2 Il numero totale di misure del grado di odorizzazione del gas effettuate è calcolato mediante la formula:

$$N_{MISOD} = \sum_{i=1}^{N_{OD}} f_{ODi} \times n_{ODi}$$

dove:
- N_{OD} è pari al numero totale dei punti i-esimi selezionati n_{ODi} per le misure del grado di odorizzazione del gas effettuate nell'anno di riferimento in punti codificati della rete a cui è stato assegnato un codice univoco per la loro rintracciabilità;
- $f_{OD\,i}$ è pari al numero di misure effettuate del grado di odorizzazione nell'anno di riferimento in uno stesso punto i-esimo selezionato n_{ODi}.

Ai fini del computo del numero totale di misure effettuate del grado di odorizzazione del gas:

a) il punto selezionato n_{ODi} può essere conteggiato solo se non è in prossimità del punto di alimentazione della rete;
b) la misura del grado di odorizzazione, effettuata con i metodi previsti dalle norme tecniche vigenti, può essere conteggiata solo se il grado di odorizzazione del gas è conforme alle norme tecniche vigenti in materia;
c) $f_{OD\,i}$ deve essere minore o uguale a 2.

8.3 Il numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali è calcolato, con troncamento al primo decimale, mediante la formula:

$$OD = \frac{N_{MISOD}}{NU} \times 1000$$

dove NU è il numero di clienti finali serviti dall'impianto di distribuzione al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento.

8.4 Il distributore è tenuto ad effettuare in ogni anno solare un numero minimo di controlli del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali serviti, calcolato con troncamento al secondo decimale, dato dalla formula:

$$OD_{\min} = 2 \times \left[\alpha \times \left(\frac{L_{APMP} + L_{BP}}{NU} \right) + \beta \right] \times \gamma$$

dove α, β e γ sono definiti nelle tabelle A e B:

Tabella A - Coefficienti α e β per il calcolo del numero minimo di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti finali serviti

(L_{APMP} + L_{BP}) / NU	**α**	**β**
minore o uguale a 5	0,005	0,08
maggiore di 5 e minore o uguale a 10	0,001	0,10
maggiore di 10	0,0005	0,12

Tabella B Coefficiente γ per il calcolo del numero minimo di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti finali serviti

Tipo di impianto di odorizzazione del gas distribuito	**γ**
Odorizzazione con impianti a lambimento	1
Odorizzazione con impianti a dosaggio diretto e rilevazione in continuo del grado di odorizzazione del gas in tutti i punti di alimentazione della rete con misure trasmesse mediante telecontrollo	0,8

8.5 Il numero minimo di misure del grado di odorizzazione, conformi alle norme tecniche vigenti in materia, da effettuare nell'anno di riferimento, approssimato per eccesso al numero intero superiore, viene calcolato mediante la formula:

$$NOD_{\min} = OD_{\min} \times \frac{NU}{1000} \qquad NOD_{\min} \geq 2$$

8.6 Il prelievo e le analisi dei campioni prelevati ai fini della misura del grado di odorizzazione del gas devono essere eseguiti in conformità alle norme tecniche vigenti in materia e tali da garantire l'attendibilità delle misure e la rintracciabilità degli esiti delle analisi.

8.7 Le misure del grado di odorizzazione del gas devono essere effettuate in modo distribuito nel corso dell'anno nei punti critici della rete in conformità a quanto disposto dalle norme tecniche vigenti in materia.

Articolo 9

Obblighi di servizio relativi alla sicurezza

9.1 Il distributore ha l'obbligo di:

a) dotare ogni punto di alimentazione della rete di idoneo gruppo di misura del gas immesso in rete in conformità delle norme tecniche vigenti in materia e garantirne il regolare funzionamento;

b) predisporre la cartografia, con aggiornamento della stessa entro sei mesi da ogni modifica intervenuta o in termini di materiali di condotte o in termini di diametri delle stesse o di pressioni di esercizio o per l'aggiunta di parti di

nuova realizzazione, con esclusione degli impianti di derivazione di utenza e dei gruppi di misura;

c) predisporre una cartografia provvisoria per le parti di impianto di distribuzione di nuova realizzazione o per le modifiche degli impianti esistenti, prima della loro messa in esercizio, con esclusione degli impianti di distribuzione di utenza e dei gruppi di misura, che non siano ancora stati riportati nella cartografia di cui alla precedente lettera b).

9.2 Il distributore è altresì tenuto, salvo quanto disposto dal successivo comma 4, al rispetto degli obblighi di servizio relativi alla sicurezza indicati nella tabella C.

Tabella C - Obblighi di servizio relativi alla sicurezza

Indicatore	**Obbligo di servizio**
Percentuale annua di rete in alta e in media pressione sottoposta ad ispezione	minimo 30%
Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta ad ispezione	Minimo 20%
Numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali	NOD_{min} calcolato secondo quanto disposto dall'articolo 8, comma 5.

9.3 Nel caso in cui al 31 dicembre 2001 la somma delle lunghezze delle reti AP, MP e BP dell'impianto di distribuzione non sia superiore a 50000 metri, è facoltà del distributore eseguire l'ispezione sul 100% della rete AP, MP e BP nel corso del 2002; in tal caso il distributore è esonerato per quell'impianto di distribuzione dal rispetto dei primi due obblighi di servizio indicati nella tabella C limitatamente agli anni 2003 e 2004.

9.4 Nel caso in cui il distributore non gestisca l'impianto di distribuzione per l'intero anno di riferimento, gli obblighi di servizio indicati nella tabella C vengono ridotti:

a) i primi due obblighi di servizio di tanti dodicesimi quanti sono i mesi interi nei quali il distributore non ha gestito l'impianto di distribuzione;
b) il terzo obbligo di servizio della metà nel caso in cui il distributore ha gestito l'impianto per un periodo inferiore ai 6 mesi.

9.5 Il distributore è tenuto a completare l'ispezione della rete nei tempi indicati nella tabella D.

Tabella D – Tempi entro cui deve essere completata l'ispezione della rete

Rete AP e MP	3 anni
Rete BP	4 anni

Titolo III – Definizione di indicatori e di obblighi di servizio relativi alla continuità del servizio

Articolo 10

Indicatori di continuità del servizio di distribuzione

Al fine di definire i livelli base e i livelli di riferimento di continuità del servizio si fa riferimento ai seguenti indicatori:

- numero di clienti finali con tempo di preavviso dell'interruzione non inferiore a 3 giorni lavorativi;
- numero di clienti finali con durata effettiva dell'interruzione lunga con preavviso non superiore alle 4 ore;
- durata complessiva convenzionale di interruzione lunga per migliaio di clienti finali per interruzioni con preavviso;
- durata complessiva convenzionale di interruzione lunga per migliaio di clienti finali per interruzioni senza preavviso.

Articolo 11

Inizio dell'interruzione

11.1 Nel caso di interruzione con preavviso, l'inizio dell'interruzione coincide con l'ora di inizio della interruzione dell'erogazione del gas che il distributore deve chiaramente indicare nella comunicazione di preavviso a tutti i clienti finali coinvolti nell'interruzione con preavviso.

11.2 Nel caso di interruzione senza preavviso, l'inizio dell'interruzione coincide con l'ora in cui si è verificato l'evento che ha provocato l'interruzione o con l'ora della prima chiamata per interruzione della erogazione del gas da parte di un cliente finale coinvolto nell'interruzione senza preavviso.

Articolo 12

Fine dell'interruzione

La fine dell'interruzione coincide con l'ora di riattivazione dell'ultimo cliente finale coinvolto nell'interruzione e riattivato al primo tentativo di riattivazione.

Articolo 13

Durata dell'interruzione

13.1 La durata dell'interruzione è il tempo, misurato in minuti ed approssimato per eccesso al minuto superiore, compreso tra l'inizio dell'interruzione, come definito dall'articolo 11 e la fine dell'interruzione, come definita dall'articolo 12.

13.2 Le interruzioni si suddividono in:
a) interruzioni brevi, se la durata dell'interruzione è minore o uguale a 120 minuti;
b) interruzioni lunghe, se la durata dell'interruzione è maggiore di 120 minuti.

Articolo 14

Durata effettiva dell'interruzione

La durata effettiva dell'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale è il tempo, misurato in minuti ed approssimato per eccesso al minuto superiore, compreso tra l'inizio dell'interruzione in cui è coinvolto il cliente finale, come definito dall'articolo 11, e l'ora di riattivazione del cliente finale medesimo.

Articolo 15

Durata convenzionale dell'interruzione

15.1 La durata convenzionale dell'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale è il valore in minuti attribuito in via convenzionale alla durata dell'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale.

15.2 All'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale viene attribuita:
a) durata convenzionale pari a 60 minuti nel caso di durata effettiva dell'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale minore o uguale a 2 ore;
b) durata convenzionale pari a 180 minuti nel caso di durata effettiva dell'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale maggiore di 2 ore e minore o uguale a 4 ore;
c) durata convenzionale pari a 360 minuti nel caso di durata effettiva dell'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale maggiore di 4 ore e minore o uguale a 8 ore;
d) durata convenzionale pari a 960 minuti nel caso di durata effettiva dell'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale maggiore di 8 ore.

Articolo 16

Tempo di preavviso al cliente finale dell'interruzione con preavviso

16.1 Il tempo di preavviso al cliente finale dell'interruzione con preavviso è il tempo, misurato in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di comunicazione al cliente finale dell'interruzione e la data di inizio dell'interruzione stessa, come indicata nella comunicazione di preavviso di cui all'articolo 11, comma 1.

16.2 Il distributore indica nella comunicazione di preavviso ai clienti finali coinvolti nell'interruzione con preavviso la data e l'ora di inizio nonché la durata presunta dell'interruzione medesima.

Articolo 17

Numero di clienti finali con tempo di preavviso dell'interruzione non inferiore a 3 giorni lavorativi

Ai fini del calcolo del numero di clienti finali con tempo di preavviso dell'interruzione non inferiore a 3 giorni lavorativi coinvolti in un'interruzione con preavviso rispetto al numero totale di clienti finali serviti:
a) non si tiene conto delle interruzioni con preavviso provocate dalle cause indicate dall'articolo 20, comma 1, lettere a) e b);
b) non si tiene conto dei clienti finali che non sono stati riattivati all'atto del primo tentativo di riattivazione.

Articolo 18

Numero di clienti finali con durata effettiva dell'interruzione lunga con preavviso non superiore alle 4 ore

Ai fini del calcolo del numero di clienti finali con durata effettiva dell'interruzione con preavviso superiore alle 2 ore e non superiore alle 4 ore vale quanto indicato dall'articolo 17.

Articolo 19

Durata complessiva convenzionale di interruzione lunga per migliaio di clienti finali

19.1 La durata complessiva convenzionale di interruzione lunga per migliaio di clienti finali, misurata in minuti con arrotondamento al minuto superiore, è definita per mezzo della seguente espressione:

$$D = \frac{\sum_{i=1}^{n} 60 \times U_{i2} + \sum_{i=1}^{n} 180 \times U_{i4} + \sum_{i=1}^{n} 360 \times U_{i8} + \sum_{i=1}^{n} 960 \times U_{i\infty}}{NU}$$

dove:

- le sommatorie sono estese a tutte e solo le *n* interruzioni lunghe accadute nell'anno di riferimento dovute alle cause indicate dall'articolo 20, comma 1, lettera c);
- U_{i2} è il numero totale di clienti finali coinvolti nell'interruzione lunga i-esima e con durata convenzionale di interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale pari a 60 minuti;
- U_{i4} è il numero totale di clienti finali coinvolti nell'interruzione lunga i-esima e con durata convenzionale di interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale pari a 180 minuti;
- U_{i8} è il numero totale di clienti finali coinvolti nell'interruzione lunga i-esima e con durata convenzionale di interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale pari a 360 minuti;
- $U_{i\,\infty}$ è il numero totale di clienti finali coinvolti nell'interruzione lunga i-esima e con durata convenzionale di interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale pari a 960 minuti;
- NU è definito dall'articolo 8, comma 3.

19.2 Nel calcolo dell'indicatore *D* non vengono conteggiati i clienti finali che non vengono riattivati all'atto del primo tentativo di riattivazione.

Articolo 20

Cause delle interruzioni

20.1 Il distributore registra le cause delle interruzioni con riferimento a:

a) cause di forza maggiore, intese come atti di autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità dall'autorità competente, scioperi, mancato ottenimento di atti di terzi;

b) cause esterne, intese come danni provocati da terzi, emergenza come definita dall'articolo 25, comma 1, per fatti non imputabili al distributore;

c) altre cause, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b), comprese le cause non accertate.

20.2 Per le interruzioni le cui cause rientrano nelle classi di cui al precedente comma, lettere a) e b), il distributore documenta la causa dell'interruzione.

Articolo 21

Obblighi di servizio relativi alla continuità

Il distributore dota, entro il 31 dicembre 2003, ogni gruppo di riduzione finale in antenna di doppia linea in modo conforme a quanto previsto dalle norme tecniche vigenti in materia.

Titolo IV – Livelli base, livelli di riferimento e punteggi relativi agli indicatori di sicurezza e di continuità

Articolo 22

Livelli base e di riferimento relativi agli indicatori di sicurezza e di continuità

22.1 Per gli indicatori di sicurezza e di continuità riportati nelle tabelle E e F viene definito un punteggio di indicatore calcolato secondo quanto indicato dall'articolo 24, comma 1, che varia tra 0 (zero), in corrispondenza del livello base, e 100 (cento), in corrispondenza del livello di riferimento.

22.2 Il livello base e il livello di riferimento relativi ad indicatori di sicurezza sono definiti nella tabella E.

Tabella E - Livello base e livello di riferimento relativi ad indicatori di sicurezza

Indicatore	**Livello base**	**Livello di riferimento**
percentuale annua di rete in alta e in media pressione sottoposta ad ispezione	$LB_{S1} = 30\%$	$LR_{S1} = 90\%$
percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta ad ispezione	$LB_{S2} = 20\%$	$LR_{S2} = 70\%$
numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata	$LB_{S3} = 0{,}8$	$LR_{S3} = 0{,}1$
numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete	$LB_{S4} = 0{,}8$	$LR_{S4} = 0{,}1$
numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali	$LB_{S5} = OD_{min}$, calcolato in base a quanto indicato dall'articolo 8, comma 4	$LR_{S5} = 0{,}5$

22.3 Il livello base e il livello di riferimento relativi ad indicatori di continuità sono definiti nella tabella F.

Tabella F - Livello base e livello di riferimento relativi ad indicatori di continuità

Indicatore	**Livello base**	**Livello di riferimento**
numero di clienti finali con tempo di preavviso non inferiore a 3 giorni lavorativi per interruzioni con preavviso	$LB_{C1} = 70\%$	$LR_{C1} = 95\%$
numero di clienti finali con durata effettiva dell'interruzione lunga con preavviso non superiore alle 4 ore	$LB_{C2} = 70\%$	$LR_{C2} = 90\%$

Nel caso di interruzioni con preavviso, nel calcolo del numero di clienti finali con durata di interruzione dell'erogazione del gas lunga non superiore a quattro ore non devono essere conteggiati i clienti finali che risultano assenti all'atto del primo tentativo di riattivazione.

Articolo 23

Calcolo del livello effettivo di indicatore per ogni impianto di distribuzione

23.1 A partire dai dati comunicati dal distributore di cui all'articolo 31 l'Autorità calcola, con troncamento al secondo decimale, per ogni impianto di distribuzione il livello effettivo per ognuno degli indicatori riportati in tabella E e F.

23.2 Ai fini del calcolo dei livelli effettivi di cui al precedente comma l'Autorità:

a) non calcola il livello effettivo per la percentuale annua di rete in alta e in media pressione sottoposta ad ispezione qualora l'impianto di distribuzione sia costituito esclusivamente da rete BP o nel caso in cui il distributore si sia avvalso della facoltà prevista dall'articolo 9, comma 3, limitatamente agli anni 2003 e 2004;

b) non calcola il livello effettivo per la percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta ad ispezione qualora l'impianto di distribuzione sia costituito esclusivamente da rete AP e MP o nel caso in cui il distributore si sia avvalso della facoltà prevista dall'articolo 9, comma 3, limitatamente agli anni 2003 e 2004;

c) non calcola alcun livello effettivo qualora il distributore non ha gestito l'impianto di distribuzione per l'intero anno di riferimento.

Articolo 24

Assegnazione del punteggio di indicatore per ogni impianto di distribuzione

24.1 A partire dai livelli effettivi di cui all'articolo 23, tenuto conto di quanto indicato dall'articolo 23, comma 2, l'Autorità assegna, per ogni impianto di distribuzione e per ogni di indicatore di sicurezza e di continuità, un punteggio calcolato secondo la formula, con troncamento al primo decimale:

$$PI = \left(1 - \frac{LR - LE}{LR - LB}\right) \times 100$$

dove:

- LR è il livello di riferimento definito per ogni indicatore contenuto in tabella E o in tabella F;
- LE è il livello effettivo raggiunto nell'anno di riferimento dallo stesso indicatore;
- LB è il livello base definito per lo stesso indicatore.

24.2 Nel caso in cui il punteggio di un indicatore di sicurezza o di continuità risulti inferiore a zero, l'Autorità assegna a tale indicatore un punteggio convenzionale pari a zero.

24.3 Nel caso in cui il punteggio di un indicatore di sicurezza o di continuità risulti maggiore di 100, l'Autorità assegna a tale indicatore un punteggio convenzionale pari a 100.

24.4 L'Autorità provvederà alla pubblicazione comparativa dei punteggi assegnati ad ogni indicatore di sicurezza e di continuità di cui alle tabelle E e F.

Titolo V – Emergenze, incidenti da gas e pronto intervento

Articolo 25

Emergenze

25.1 Si definisce come emergenza un evento in grado di produrre effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e per la continuità del servizio e che provochi una o più delle seguenti condizioni:
a) fuori servizio non programmato di punti di alimentazione dell'impianto di distribuzione;
b) fuori servizio non programmato di reti AP o MP o BP che provochi l'interruzione senza preavviso dell'erogazione del gas a uno o più clienti finali;
c) dispersione di gas con interruzione senza preavviso dell'erogazione del gas a uno o più clienti finali;
d) disservizio provocato da eccesso o difetto di pressione in rete rispetto ai valori previsti dalle norme tecniche vigenti.

25.2 Il distributore deve disporre di una organizzazione, di attrezzature e di procedure scritte che lo pongano in grado di garantire una tempestiva ed efficace gestione delle emergenze in coordinamento con le autorità locali competenti e con le forze di pubblica sicurezza in conformità delle norme tecniche vigenti in materia. Le procedure devono prevedere almeno:
a) l'individuazione di un responsabile della gestione dell'emergenza;
b) un piano di emergenza con le misure da adottare per mettere in sicurezza il complesso degli impianti interessati dall'emergenza e garantire la continuità del servizio;
c) le modalità di redazione del rapporto dell'emergenza.

25.3 Il distributore dà comunicazione al Comitato italiano gas, di seguito Cig, dell'emergenza entro 5 giorni di calendario dal suo insorgere; entro 30 giorni di

calendario dall'eliminazione dell'emergenza il distributore manda al Cig un rapporto sulla stessa dal quale risultino almeno le cause dell'emergenza, ove accertate, e le misure adottate dal distributore per garantire la sicurezza e la continuità del servizio.

Articolo 26

Incidenti da gas

26.1 Ai fini dell'applicazione della presente direttiva si definisce come incidente da gas un evento che coinvolga il gas distribuito a mezzo di impianti di distribuzione, che interessi una qualsiasi parte dell'impianto di distribuzione dal punto di alimentazione della rete compreso all'apparecchio di utilizzazione del cliente finale compreso e che provochi il decesso o lesioni gravi di persone o danni a cose per un valore non inferiore a 1.000 euro e che sia provocato da una delle seguenti cause:

a) una dispersione di gas (volontaria o non);
b) una combustione incontrollata in un apparecchio di utilizzo del gas;
c) una cattiva combustione in un apparecchio di utilizzo del gas, compresa quella dovuta ad insufficiente areazione;
d) una inadeguata evacuazione dei prodotti della combustione in un apparecchio di utilizzo del gas.

26.2 Ai fini dell'applicazione della presente direttiva, si definiscono come lesioni gravi le ferite, l'intossicazione, le ustioni o comunque i traumi alla persona che comportino il ricovero in ospedale o il rilascio di certificazione medica con prognosi di almeno 24 ore.

26.3 Il distributore deve disporre di una organizzazione, di attrezzature e di procedure scritte che lo pongano in grado di garantire una tempestiva ed efficace gestione degli incidenti da gas in coordinamento con le autorità locali competenti e con le forze di pubblica sicurezza in conformità delle norme tecniche vigenti in materia. Le procedure devono prevedere almeno:

a) l'individuazione di un responsabile della gestione dell'incidente da gas;
b) un piano di gestione dell'incidente da gas con le modalità di intervento e le misure da adottare per mettere in sicurezza il complesso degli impianti interessati, per ridurre i rischi per i clienti e per gli addetti e per ripristinare la continuità del servizio;
c) le modalità di indagine ai fini dell'accertamento delle cause e delle responsabilità dell'incidente da gas;
d) le modalità di redazione del rapporto dell'incidente da gas.

26.4 Il distributore dà comunicazione al Cig dell'incidente da gas, che lo coinvolga direttamente o di cui sia venuto a conoscenza, entro 5 giorni di calendario dal suo accadimento; entro 30 giorni di calendario dalla data di accadimento

dell'incidente da gas, il distributore invia al Cig un rapporto sullo stesso dal quale risultino almeno le cause dell'incidente, ove accertate, e le misure adottate dal distributore per garantire la sicurezza e la continuità del servizio.

Articolo 27

Pronto intervento per impianti a valle del punto di consegna

27.1 Il distributore ha l'obbligo di inviare personale da esso incaricato in seguito a chiamata per pronto intervento relativa agli impianti di proprietà o gestiti dal cliente finale a valle del punto di consegna al fine di accertare che gli stessi impianti siano stati eseguiti e siano mantenuti in stato di sicuro funzionamento nei riguardi della pubblica incolumità.

27.2 Il distributore è tenuto alla rilevazione e alla registrazione del tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, anche per le chiamate di pronto intervento relative agli impianti del cliente finale ai sensi del precedente comma 1 La registrazione del tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento relativa agli impianti di proprietà o gestiti dal cliente finale deve essere tenuta in modo separato dalla registrazione del tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento definito dall'articolo 15 della delibera dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00, e non rileva ai fini del rispetto del livello generale definito dall'articolo 22, comma 1, della medesima delibera.

Titolo VI – Norme tecniche relative ad attività correlate alla sicurezza e alla continuità del servizio

Articolo 28

Norme tecniche

28.1 Ai fini dell'attuazione della presente direttiva si applicano le norme tecniche vigenti Uni-Cig e Cei.

28.2 Nel caso in cui risultino mancanti norme tecniche applicabili, vengono adottate linee guida definite dagli organismi tecnici competenti Atig e Apce.

Titolo VII – Obblighi di registrazione e di comunicazione a carico del distributore

Articolo 29

Registrazione di informazioni e di dati

29.1 Il distributore predispone appropriati strumenti, anche su base informatica, al fine di registrare le informazioni e i dati relativi alla presente direttiva.

29.2 Il distributore registra per ogni impianto di distribuzione:
- a) il periodo di gestione;
- b) il codice univoco con cui il distributore identifica l'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima;
- c) il codice univoco e l'ubicazione dei punti di alimentazione dell'impianto di distribuzione, suddividendo tra punti di alimentazione dotati e non dotati di telecontrollo;
- d) il tipo di gas distribuito, suddividendo tra gas naturale, gas di petrolio liquefatto, gas manifatturato e altro tipo di gas;
- e) il numero di sistemi di protezione catodica in cui è stata suddivisa la rete;
- f) il numero di posti di misura del potenziale di protezione catodica della condotta;
- g) il numero totale dei punti selezionati per la misura del potenziale di protezione catodica della condotta suddividendo tra:
  - (i) punti nei quali la misura è effettuata in continuo e trasmessa mediante telecontrollo;
  - (ii) punti nei quali la misura non è effettuata in continuo;
- h) il numero totale delle misure di potenziale delle condotte in acciaio non effettuate in continuo, assumendo un numero massimo di 12 misure di potenziale conforme alle norme tecniche vigenti per ogni punto selezionato;
- i) il tipo di odorizzante impiegato per l'odorizzazione del gas distribuito, suddividendo tra THT, TBM e altro;
- j) la tipologia degli impianti di odorizzazione, suddividendo tra impianti a lambimento e ad iniezione diretta con rilievo in continuo del grado di odorizzazione con misure trasmesse mediante telecontrollo;
- k) il quantitativo complessivo di odorizzante, misurato in chilogrammi, se introdotto dal distributore nel gas distribuito;
- l) il numero totale dei punti selezionati per la misura del grado di odorizzazione del gas distribuito;
- m) il numero totale delle misure del grado di odorizzazione del gas distribuito;
- n) l'elenco dei comuni serviti dall'impianto di distribuzione al 31 dicembre dell'anno di riferimento;
- o) il numero di clienti finali serviti dall'impianto di distribuzione al 31 dicembre dell'anno di riferimento;

p) la lunghezza della rete, misurata in metri, al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento, suddividendo tra rete AP/MP e rete BP e a sua volta in base al materiale delle condotte in:
   (i) acciaio protetto catodicamente;
   (ii) acciaio non protetto catodicamente;
   (iii) ghisa con giunti canapa e piombo;
   (iv) ghisa con altre modalità di giunzione;
   (v) polietilene;
   (vi) altro.

29.3 Per l'ispezione della rete il distributore registra:
   a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione al quale appartiene la rete ispezionata;
   b) la lunghezza della rete ispezionata, misurata in metri, suddividendo tra rete AP/MP e rete BP;
   c) l'elenco delle vie o delle strade lungo le quali sono posati i tratti di rete ispezionata e la data di effettuazione dell'ispezione di ciascun tratto di rete; nel caso in cui tutta la rete sia stata ispezionata, il distributore lo dichiara con riferimento alla cartografia aggiornata ad una data non anteriore al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento.

29.4 Il distributore per ogni dispersione localizzata registra:
   a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima sulla quale insiste la dispersione localizzata;
   b) il codice univoco di identificazione della dispersione localizzata;
   c) la data di localizzazione della dispersione;
   d) il luogo ove è stata localizzata la dispersione con adeguati riferimenti per la sua individuazione sulla cartografia;
   e) la classificazione della dispersione, suddividendo tra dispersione di classe A1, di classe A2, di classe B e di classe C suddividendo la dispersione localizzata in:
      (i) dispersione localizzata a seguito della ricerca delle dispersioni sulla rete;
      (ii) dispersione localizzata a seguito di segnalazione di terzi;
   f) la tipologia del punto di impianto di distribuzione sul quale è stata localizzata la dispersione, distinguendo tra punto AP/MP e BP e suddividendo a sua volta il punto in:
      (i) rete;
      (ii) impianto di derivazione di utenza parte interrata;
      (iii) impianto di derivazione di utenza parte aerea;
      (iv) gruppo di misura;
   g) la data di eliminazione della dispersione.

29.5 Per ogni misura del potenziale di protezione catodica della rete in acciaio il distributore registra:
   a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione sul quale insiste il punto di misura del potenziale di protezione catodica;
   b) il codice univoco del punto selezionato per la misura del potenziale di protezione catodica;
   c) la data di effettuazione della misura del potenziale di protezione catodica;
   d) l'esito del controllo del potenziale di protezione catodica, suddividendo in conforme e non conforme alle norme tecniche vigenti.

29.6 Per ogni misura del grado di odorizzazione il distributore registra:
   a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione sul quale insiste il punto di misura del grado di odorizzazione;
   b) il codice univoco del punto di misura del grado di odorizzazione;
   c) la data di effettuazione della misura del grado di odorizzazione;
   d) l'esito del controllo del grado di odorizzazione, suddividendo in conforme e non conforme alle norme tecniche vigenti.

29.7 Per ogni richiesta di pronto intervento, il distributore, in aggiunta a quanto previsto dalla deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00:
   a) registra il codice univoco dell'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima alla quale si riferisce la chiamata di pronto intervento;
   b) classifica la richiesta di pronto intervento in base alle cinque situazioni delle quali quattro indicate dall'articolo 15, comma 2, della deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00, e la quinta indicata dall'articolo 27, comma 1 della presente direttiva.

29.8 Per ogni interruzione lunga il distributore registra:
   a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione al quale si riferisce l'interruzione lunga dell'erogazione del gas;
   b) il codice univoco dell'interruzione lunga;
   c) il tipo di interruzione lunga distinguendo tra interruzione con preavviso e senza preavviso;
   d) nel caso di interruzione lunga con preavviso, la data di preavviso;
   e) la causa dell'interruzione lunga tra quelle previste dall'articolo 20, comma 1,
   f) il numero e l'elenco dei clienti finali coinvolti nell'interruzione lunga;
   g) la data e l'ora di inizio dell'interruzione lunga;
   h) il numero dei clienti finali coinvolti nell'interruzione lunga e non riattivati all'atto del primo tentativo di riattivazione.

29.9 Per ogni interruzione breve il distributore registra:
   a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione al quale si riferisce l'interruzione breve dell'erogazione del gas;
   b) il codice univoco dell'interruzione breve;
   c) la causa dell'interruzione breve tra quelle previste dall'articolo 20, comma 1;

d) il numero dei clienti finali coinvolti nell'interruzione breve;
e) il numero e l'elenco dei clienti finali coinvolti nell'interruzione breve e non riattivati al primo tentativo di riattivazione.

Articolo 30

Verificabilità delle informazioni e dei dati registrati

Al fine di consentire l'effettuazione dei controlli di cui al successivo articolo 31, comma 8, il distributore:

a) mantiene gli strumenti di cui all'articolo 29, comma 1, continuamente aggiornati con le informazioni e i dati richiesti;
b) assicura la verificabilità delle informazioni e dei dati registrati mediante adeguati sistemi di collegamento, anche informatici, tra archivi commerciali, archivi tecnici e mediante ogni altra documentazione ritenuta necessaria;
c) conserva in modo ordinato ed accessibile tutta la documentazione necessaria per assicurare la verificabilità delle informazioni e dei dati registrati, per un periodo non inferiore a cinque anni solari successivi a quello della registrazione.

Articolo 31

Comunicazione del distributore all'Autorità, controlli e pubblicazione delle informazioni e dei dati forniti

31.1 Entro il 31 marzo di ogni anno a partire dall'anno 2003, il distributore è tenuto a comunicare all'Autorità, per ciascun impianto di distribuzione, individuato dal relativo codice, l'elenco dei comuni serviti al 31 dicembre dell'anno di riferimento precedente a quello di comunicazione. Entro la stessa data e in modo contestuale, il distributore è altresì tenuto a comunicare le informazioni e i dati di cui ai seguenti commi 2, 3, 4, 5, 6 e 7. I dati relativi ai comuni per i quali è in corso il periodo di avviamento o il periodo di subentro nell'anno di riferimento non devono essere comunicati.

31.2 Per l'anno di riferimento precedente a quello di comunicazione all'Autorità, il distributore è tenuto a comunicare per ogni impianto di distribuzione:

- il periodo di gestione;
- il numero di clienti finali serviti al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento;
- l'ubicazione dei punti di alimentazione della rete suddividendo tra punti di alimentazione dotati e non dotati di telecontrollo;
- i metri di rete in esercizio al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di riferimento, suddivisi per rete AP/MP e BP e distinguendo a sua volta in:
  a) rete in acciaio protetta catodicamente;
  b) rete in acciaio non protetta catodicamente;

c) rete in polietilene;
d) rete in ghisa con giunto canapa e piombo;
e) rete in ghisa con altro tipo di giunzione;
f) rete in altro materiale;

- i metri di rete ispezionata con ricerca programmata delle dispersioni, suddivisi per rete AP/MP e BP.

31.3 Per l'anno di riferimento precedente a quello di comunicazione all'Autorità, in relazione alle dispersioni di gas localizzate il distributore è tenuto a comunicare per ogni impianto di distribuzione:

a) il numero di dispersioni localizzate in base alla ricerca programmata delle dispersioni suddivise in classe A1, classe A2, classe B e classe C, a sua volta distinguendo:
   (i) su rete;
   (ii) su impianto di derivazione di utenza parte interrata;
   (iii) su impianto di derivazione di utenza su parte aerea;
   (iv) su gruppo di misura;
b) il numero di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi suddivise in classe A1, classe A2, classe B e classe C, a sua volta distinguendo:
   (i) su rete;
   (ii) su impianto di derivazione di utenza parte interrata;
   (iii) su impianto di derivazione di utenza su parte aerea;
   (iv) su gruppo di misura;
c) il numero di dispersioni localizzate di classe A2 distinguendo in:
   (i) riparate entro 5 giorni solari successivi alla data di localizzazione;
   (ii) oltre 5 giorni solari successivi alla data di localizzazione.

31.4 Per l'anno di riferimento precedente a quello di comunicazione all'Autorità, in relazione alla protezione catodica il distributore è tenuto a comunicare per ogni impianto di distribuzione:

a) il numero totale delle misure del potenziale della condotta in acciaio effettuate non in continuo, assumendo un numero massimo di 12 misure di potenziale conforme alle norme tecniche vigenti per ogni punto selezionato;
b) il numero di sistemi di protezione catodica in cui è suddivisa la rete;
c) il numero dei posti di rilievo del potenziale di protezione catodica della condotta;
d) il numero totale dei punti selezionati per la misura del potenziale di protezione catodica della condotta suddividendo tra:
   (iii) punti nei quali la misura è effettuata in continuo e trasmessa mediante telecontrollo;
   (iv) punti nei quali la misura non è effettuata in continuo.

31.5 Per l'anno di riferimento precedente a quello di comunicazione all'Autorità, in relazione all'odorizzazione del gas distribuito il distributore è tenuto a comunicare per ogni impianto di distribuzione:

a) il numero totale di misure effettuate del grado di odorizzazione del gas;

b) il tipo di odorizzante utilizzato;
c) la quantità di gas immessa nell'impianto di distribuzione;
d) la quantità di odorizzante introdotto nel gas distribuito;
e) se tutti gli impianti di odorizzazione, ove previsti dalle norme tecniche vigenti, sono ad iniezione con rilevamento in continuo del grado di odorizzazione con misure trasmesse mediante telecontrollo.

31.6 Per l'anno di riferimento precedente a quello di comunicazione all'Autorità, in relazione alle interruzioni il distributore è tenuto a comunicare per ogni impianto di distribuzione:
a) per le interruzioni con preavviso e senza preavviso separatamente:
(i) il numero delle interruzioni suddividendo tra brevi e lunghe e distinguendo ulteriormente in base alle cause indicate dall'articolo 20, comma 1,
(ii) il numero dei clienti finali coinvolti nelle interruzioni suddividendo tra quelli coinvolti in interruzioni brevi e lunghe e distinguendo ulteriormente in base alle cause indicate dall'articolo 20, comma 1,
(iii) il numero dei clienti finali coinvolti nelle interruzioni lunghe, con esclusione di quelle provocate dalle cause indicate dall'articolo 20, comma 1, lettere a) e b), suddividendo in base alla durata convenzionale dell'interruzione dell'erogazione del gas al cliente finale tra durata convenzionale di 60 minuti, di 180 minuti, di 360 minuti e di 960 minuti;
b) per le sole interruzioni con preavviso, con esclusione di quelle provocate dalle cause indicate dall'articolo 20, comma 1, lettere a) e b), e dei clienti finali non riattivati al primo tentativo di riattivazione, il numero di clienti finali coinvolti nell'interruzione distinguendo tra clienti finali con tempo di preavviso maggiore o uguale a 3 giorni lavorativi e clienti finali con tempo di preavviso minore di 3 giorni lavorativi.

31 7 Per l'anno di riferimento precedente a quello di comunicazione all'Autorità, in relazione alle chiamate di pronto intervento relative agli impianti di proprietà o gestiti dal cliente finale ai sensi dell'articolo 27, comma 1, il distributore è tenuto a comunicare per ogni impianto di distribuzione:
a) il numero totale di chiamate;
b) il numero totale delle chiamate di pronto intervento per le quali l'esercente non abbia rispettato il tempo di 60 minuti, suddividendo le chiamate in base alle cause di cui all'articolo 23 della deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00;

c) il tempo effettivo medio di esecuzione del pronto intervento, calcolato sulla base dei tempi effettivi di pronto intervento sia delle richieste per le quali sia stato rispettato il tempo di 60 minuti, sia delle prestazioni per le quali tale tempo non sia stato rispettato per le cause di cui all'articolo 23, lettera c) della deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00.

31.8 L'Autorità può utilizzare le informazioni ed i dati di cui ai commi precedenti ai seguenti fini:

a) controlli, anche a campione, per accertare la veridicità di tali informazioni e dati e assicurare il rispetto delle disposizioni contenute nella presente direttiva;
b) pubblicazione, anche comparativa, delle informazioni e dei dati medesimi.

Titolo VIII – Disposizioni finali

Articolo 32

Date di decorrenza degli obblighi a carico del distributore

32.1 Per tutti i distributori l'obbligo di cui all'articolo 27, comma 1, decorre a partire dall'1 gennaio 2001.

32.2 Per i distributori che, alla data del 31 dicembre 1999, forniscono un numero di clienti finali superiore a 5000, il rispetto della presente direttiva decorre a partire dall'1 gennaio 2002, fatto salvo quanto previsto dal precedente comma e fatti salvi gli obblighi di cui all'articolo 9, comma 1, lettere a), b) e c), che decorrono dall'1 luglio 2001. Il termine per la decorrenza degli obblighi di cui all'articolo 9, comma 1, lettera b) è prorogato all'1 gennaio 2002 qualora il distributore predisponga la cartografia su supporto informatico.

32.3 Per i distributori che, alla data del 31 dicembre 1999, forniscono un numero di clienti finali minore o uguale a 5000, e per gli impianti di distribuzione che, alla data del 31 dicembre 1999, forniscono un numero di clienti finali minore o uguale a 1000, fatto salvo quanto indicato dall'articolo 32, comma 1, la presente direttiva si applica a partire dall'1 gennaio 2002, limitatamente a quanto disposto dall'articolo 27, comma 2, dall'articolo 29, comma 7, dall'articolo 30, dall'articolo 31, comma 1 limitatamente alla comunicazione dei dati di cui al comma 7 dello stesso articolo 31.

32.4 Qualora un distributore, a seguito dell'aggiudicazione di un servizio, superi il numero di 5000 clienti finali serviti, rispetto alla situazione precedente nella quale forniva un numero di clienti finali inferiore o uguale a 5000, è tenuto al rispetto di tutte le disposizioni contenute della presente direttiva a partire da:

a) l'1 gennaio dell'anno successivo a quello dell'aggiudicazione del servizio, qualora questa avvenga entro il 30 giugno.
b) l'1 luglio dell'anno successivo a quello dell'aggiudicazione del servizio, qualora questa avvenga oltre il 30 giugno.

32.5 Entro il 31 dicembre 2003, l'Autorità effettua una verifica sulla base dei dati comunicati dai distributori ai sensi dell'articolo 31 In base a tale verifica, l'Autorità può definire:

a) modalità e tempi per l'eventuale estensione dell'applicazione della presente direttiva anche ai distributori che in sede di prima attuazione erano stati esonerati;
b) ulteriori indicatori di sicurezza e di continuità del servizio;
c) modifiche degli obblighi di servizio;
d) ulteriori obblighi di servizio;
e) modifiche dei livelli base e dei livelli di riferimento.

Articolo 33

Abrogazione di disposizioni

A partire dall'1 gennaio 2002 sono abrogate tutte le disposizioni vigenti del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 18 settembre 1995, recante lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 223 del 23 settembre 1995.

Articolo 34

Entrata in vigore

La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001.

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente. RANCI

00A16018

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Definizione di criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato. (Deliberazione n. 237/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000
- Premesso che:

- ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) definisce le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95, l'Autorità stabilisce ed aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe di cui ai commi 17, 18 e 19 del medesimo articolo, nonché le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse di cui all'articolo 1, comma 1 della medesima legge, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio;
- l'articolo 22 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00), attribuisce la qualifica di cliente idoneo;
- ai sensi dell'articolo 23, comma 2 del decreto legislativo n.164/00, l'Autorità determina le tariffe per la vendita ai clienti non idonei in modo da realizzare un'adeguata ripartizione dei benefici tra clienti ed imprese e da assicurare a queste ultime una congrua remunerazione del capitale investito;
- ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 4 del decreto legislativo n.164/00, l'Autorità determina le tariffe per la distribuzione in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito, nonché che "le tariffe per la distribuzione tengono conto della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare

le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari; a tal fine l'Autorità per l'energia elettrica e il gas può disporre, anche transitoriamente, appositi strumenti di perequazione";

- con delibera 23 aprile 1998, n. 40/98 (di seguito: delibera n. 40/98), l'Autorità ha disposto l'avvio del procedimento per la formazione di un provvedimento in materia di fissazione e aggiornamento, in relazione all'andamento del mercato, della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe del servizio gas, così come previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95;
- con delibera 3 agosto 2000, n.148/00 (di seguito: delibera n. 148/00), l'Autorità ha disposto l'avvio del procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 14, comma 8, all'articolo 16, commi 2 e 5, all'articolo 23, commi 2 e 4 e all'articolo 24, comma 5 del decreto legislativo n.164/00, in tema di esercizio dell'attività di distribuzione, di obblighi delle imprese, di condizioni di accesso e relative tariffe;
- con delibera 3 agosto 2000, n.149/00 (di seguito: delibera n. 149/00), l'Autorità ha disposto l'avvio del procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 17, comma 5, all'articolo 18, commi 2, 3, 5 e 6 e all'articolo 23, comma 2 del decreto legislativo n. 164/00, in tema di esercizio dell'attività di vendita, delle relative tariffe e di definizione del codice di condotta commerciale;
- in base alla legge n. 481/95 e al decreto legislativo n.164/00 e tenuto conto sia della numerosità e delle diverse dimensioni degli esercenti, sia delle differenti tipologie organizzative degli stessi, l'Autorità definisce criteri, parametri e altri elementi di riferimento omogenei sull'intero territorio nazionale che gli esercenti devono applicare nella determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione del gas e per l'attività di fornitura ai clienti del mercato vincolato;

• Visti:

- la legge n.481/95;
- il decreto legislativo n.164/00;

• Visti:

- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: Cip) 30 giugno 1983, n. 17, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 180 del 2 luglio 1983;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993 (di seguito: provvedimento Cip n. 16/93), come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 184 dell'8 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 300 del 23 dicembre 1996;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n.52/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 30 aprile 1999 (di seguito: deliberazione n.52/99), come modificata e integrata dall'Autorità con le deliberazioni

dell'Autorità 24 giugno 1999, n. 87/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 152 dell'1 luglio 1999, 26 agosto 1999, n. 126/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 202 del 28 agosto 1999, 25 ottobre 1999, n. 161/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 256 del 30 ottobre 1999, 22 dicembre 1999, n. 195/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1999, 24 febbraio 2000, n. 40/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 del 29 febbraio 2000, 21 aprile 2000, n. 82/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 98 del 28 aprile 2000, 22 giugno 2000, n. 114/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.151 del 30 giugno 2000, 28 agosto 2000, n.160/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.203 del 31 agosto 2000 e 24 ottobre 2000, n.199/00, pubblicata nella Gazzetta ufficiale, Serie generale, n.254 del 30 ottobre 2000;

- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 1999, n.193/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1999, recante l'adozione di disposizioni urgenti concernenti i criteri per la negoziazione dei prezzi di cessione del gas naturale sottoposti al regime di sorveglianza e per la modificazione delle tariffe del servizio di distribuzione del gas naturale a mezzo di reti urbane;
- la deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000, recante la "Direttiva concernente la disciplina dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita del gas";

- Visti:

- il documento per la consultazione "Criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione", approvato dall'Autorità in data 13 aprile 2000;
- il documento per la consultazione "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione del gas e per la fornitura del gas a i clienti del mercato vincolato", approvato dall'Autorità in data 24 ottobre 2000;

- Considerato l'esito del procedimento avviato con le delibere n. 40/98, n. 148/00 e n. 149/00 e in particolare gli elementi acquisiti nel corso di audizioni speciali con i soggetti interessati;
- Considerato che:

- i costi riconosciuti dal vigente sistema tariffario approvato con il provvedimento Cip n. 16/93 non riflettano in generale i costi propri delle attività di distribuzione e delle attività di fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato, e le tariffe non sono separate tra le suddette due attività;
- al fine di garantire adeguate condizioni di economicità e di redditività degli esercenti, come previsto dall'articolo 1, comma 1 della legge n. 481/95, le tariffe devono essere determinate con riferimento ai costi efficienti dei servizi;
- per lo stesso fine di cui al precedente alinea, sono stati rilevati, anche a mezzo di apposite indagini condotte su un campione rappresentativo di esercenti, i costi dell'attività di distribuzione e dell'attività di fornitura del gas a clienti del mercato vincolato relativi all'anno 1998, ultimo anno per il quale sono disponibili dati di contabilità e di bilancio dettagliati con la necessaria certezza e completezza;

- i costi unitari elevati che si determinano nei primi anni dell'attività di distribuzione, in condizioni di bassa densità di utenza o di consumo, possono penalizzare le aree in corso di metanizzazione;
- gli oneri per la fornitura del gas possono risultare gravosi per le famiglie in condizioni economiche disagiate;

- Ritenuto che:

- al fine di garantire la necessaria tutela degli utenti dell'attività di distribuzione e dei clienti dell'attività di fornitura del gas, sia opportuno che le tariffe siano determinate nel rispetto dei vincoli massimi sui ricavi, definiti dall'Autorità con riferimento ai costi dei servizi svolti, in condizioni di efficienza;
- il capitale lordo riconosciuto per l'attività di distribuzione sia calcolato in base all'esame di bilanci di esercizio e ai valori ottenuti rivalutando gli stati patrimoniali dell'esercizio 1990 e gli investimenti degli anni successivi, relativi ad un campione di esercenti operanti con adeguati livelli di qualità del servizio, trasformati in parametri ed elementi di costo articolati in relazione alle specifiche condizioni operative;
- il capitale netto, a cui è riconosciuta una congrua remunerazione, sia assunto pari alla metà del capitale lordo, in considerazione delle condizioni di ammortamento accelerato consentite dai criteri di determinazione tariffaria vigenti e dei contributi ricevuti dagli esercenti da parte di utenti, enti locali , enti nazionali o comunitari;
- occorre prevedere un'eccezione per le località alimentate a gas naturale e per le estensioni rilevanti del servizio attivate negli ultimi dieci anni, in relazione alla finalità di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione di cui all'articolo 23, comma 4 del decreto legislativo n. 164/00;
- le tariffe per l'attività di distribuzione del gas e per l'attività di fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato debbano essere determinate sulla base dei suddetti criteri e di parametri omogenei sull'intero territorio nazionale, in relazione alle condizioni proprie di ogni località servita, in quanto il servizio di distribuzione di gas naturale è attività di servizio pubblico, riservata all'ente locale, ai sensi dell'articolo 14, comma 1 del decreto legislativo n. 164/00;

- Ritenuto che:

- l'ambito di determinazione delle tariffe dell'attività di distribuzione del gas debba essere correlato alle caratteristiche tecniche delle reti in modo da tenere conto dell'integrazione funzionale esistente tra i gasdotti locali;
- qualora gli enti locali affidino in forma associata il servizio di distribuzione del gas, l'ambito di determinazione delle tariffe debba coincidere con il relativo bacino di utenza, anche se servito da più impianti di distribuzione, indipendentemente dal grado di integrazione funzionale delle reti;
- i sopraddetti criteri per l'identificazione dell'ambito di determinazione delle tariffe garantiscano l'aderenza ai costi caratteristici di ogni località;

- Ritenuto che sia opportuno che:
  - a fini sociali, siano stabiliti criteri per ridurre i costi di fornitura del gas a beneficio di famiglie in condizioni economiche disagiate;
  - la determinazione delle tariffe avvenga sulla base di proposte degli esercenti, consentendo altresì l'offerta di opzioni tariffarie speciali, approvate dall'Autorità;
  - specifiche componenti tariffarie siano destinate a remunerare le iniziative volte al risparmio energetico, alla promozione delle fonti rinnovabili, alla sicurezza degli impianti dei clienti finali;
  - per mezzo dell'istituzione di un fondo di compensazione parziale dei maggiori costi unitari delle attività di distribuzione, propri di alcune aree, venga promossa l'economicità del servizio in tali aree, consentendo il graduale avvicinamento delle tariffe al valore medio nazionale;
  - venga previsto un periodo di regolazione all'interno del quale i parametri per la determinazione delle tariffe dell'attività di distribuzione del gas siano aggiornati annualmente, in modo da fornire adeguati stimoli al perseguimento di obiettivi di efficienza nell'erogazione del servizio;
  - vengano fissati per gli esercenti, anche sulla base dell'esperienza internazionale, obiettivi di aumento di produttività annui per l'attività di distribuzione e per l'attività di fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato;
  - venga prevista un'adeguata gradualità nel passaggio dal sistema tariffario vigente al nuovo ordinamento previsto dal presente provvedimento, in considerazione del significativo impatto che l'introduzione del nuovo ordinamento tariffario può avere sulle tariffe ed al fine di tenere conto del quadro delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità;

DELIBERA

Titolo I – Disposizioni generali

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni dell'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e le seguenti definizioni:

a) attività di fornitura o fornitura è il servizio di consegna o di vendita del gas alla cui formazione contribuiscono le diverse attività del settore del gas, ivi inclusa l'attività di distribuzione;

b) alta pressione è la pressione relativa del gas superiore a 5 bar (1ª, 2ª e 3ª specie, definita dal decreto ministeriale 24 novembre 1984, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n.12 del 15 gennaio 1985 (di seguito: decreto ministeriale 24 novembre 1984));

c) anno termico è il periodo compreso tra il primo luglio e il trenta giugno dell'anno successivo;

d) anno base è l'anno termico che decorre dall'1 luglio 1999 fino al 30 giugno 2000;

e) anno solare è il periodo compreso tra il primo gennaio e il trentuno dicembre di ogni anno;

f) Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;

g) bassa pressione è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto ministeriale 24 novembre 1984 e per i gas di petrolio liquefatti dalla norma UNI 9860 – Edizione settembre 1998:

- non superiore a 0,04 bar (7ª specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
- non superiore a 0,07 bar (7ª specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto;

h) cliente attivo è il cliente servito ed alimentato dall'esercente ad una determinata data e identificato dal singolo sito di prelievo o gruppo di misura;

i) cliente del mercato vincolato è il cliente finale che, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera c) del decreto legislativo n.164/00, non ha o non si avvale della capacità di "stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, ed ha diritto di accesso al sistema";

j) componente materia prima è la componente tariffaria determinata, per ciascun bacino tariffario, ai sensi del punto 1.a. del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993 (di seguito: provvedimento Cip n. 16/93), come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: decreto del Ministro dell'industria 4 agosto 1994), pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.184 dell'8 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 300 del 23 dicembre 1996 (di seguito: decreto del Ministro dell'industria 19 novembre 1996). Tale componente è aggiornata secondo le modalità previste dal provvedimento Cip n. 16/93, con le modificazioni apportate dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 13 marzo 1997 e dalle deliberazioni dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n.100 del 2 maggio 1998, 22 aprile 1999, n.52, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 30 aprile 1999 (di seguito: deliberazione n.52/99) e 22 dicembre 1999, n.193, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1999;

k) costo elevato è il costo di distribuzione superiore ad un valore fissato dall'Autorità;

l) decreto legislativo n. 164/00 è il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, di attuazione della direttiva n.98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n.144;

m) esercente è ogni soggetto che esercita l'attività di distribuzione o l'attività di fornitura del gas o entrambe;

n) gas immesso è l'energia del gas immessa nella rete dell'esercente, espressa in MJ;

o) gradi giorno è l'unità di misura utilizzata per indicare la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20° C, e la temperatura media esterna giornaliera;

p) gruppo di misura è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale, che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno;

q) impianto di distribuzione è una rete di gasdotti locali integrati funzionalmente, per mezzo dei quali è esercitata l'attività di distribuzione; l'impianto di distribuzione è costituito dall'insieme di punti di alimentazione della rete di gasdotti locali, dalla stessa rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli impianti di derivazione di utenza fino ai punti di consegna o di vendita e dai gruppi di misura; l'impianto di distribuzione può essere gestito da uno o più esercenti;

r) località è il comune o la parte di esso, servito da un unico esercente mediante lo stesso tipo di gas;

s) margini di vettoriamento sono i valori previsti dall'articolo B.2.3 dell'accordo tra Snam, Anci, Anig, Assogas e Federgasacqua del 14 ottobre 1996, applicati alla clientela industriale a favore delle aziende distributrici, aggiornati con i i criteri ivi previsti;

t) media pressione è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto ministeriale 24 novembre 1984 e per i gas di petrolio liquefatti dalla norma UNI 9860 – Edizione settembre 1998:

- superiore a 0,04 bar e non superiore a 5 bar (4ª, 5ª e 6ª specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
- superiore a 0,07 bar e non superiore a 5 bar (4ª, 5ª e 6ª specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto;

u) opzione tariffaria è la combinazione di quote fisse rapportate agli impegni di prelievo (espresse in lire/cliente/anno) e quote variabili rapportate all'energia consumata o distribuita (espresse in lire/MJ), al netto degli oneri fiscali, eventualmente articolate per un massimo di sette scaglioni di

consumo su base annuale, in funzione degli impegni di prelievo e/o dei periodi di consumo;

v) opzione tariffaria base è l'opzione tariffaria obbligatoriamente definita dall'esercente, che rispetta i vincoli imposti dal presente provvedimento;

w) opzione tariffaria speciale è ogni opzione tariffaria diversa dall'opzione tariffaria base, facoltativamente definita dall'esercente, che rispetta i vincoli imposti dal presente provvedimento, ad eccezione dei vincoli sui ricavi;

x) potere calorifico superiore del gas PCS è la quantità di calore prodotta dalla combustione completa, a pressione costante di 1,01325 bar, dell'unità di volume o di massa del gas, considerando i costituenti della miscela combustibile nelle condizioni standard (temperatura 15° C e pressione assoluta 1,01325 bar) e riportando i prodotti della combustione a queste stesse condizioni. L'acqua prodotta dalla combustione si suppone condensata; l'unità di misura è megajoule al metro cubo di gas secco in condizioni standard;

y) potere calorifico superiore convenzionale P è il valore del potere calorifico superiore convenzionalmente attribuito al gas distribuito in una località nell'anno termico t sulla base dei valori del potere calorifico superiore effettivo misurato nel precedente anno termico $t-1$;

z) potere calorifico superiore effettivo $P_{effettivo}$ è il valore del potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito in una località in un anno termico t;

aa) proposta tariffaria è la proposta presentata annualmente dagli esercenti sulla base di uno schema predisposto dall'Autorità, contenente l'indicazione dell'opzione tariffaria base e gli elementi necessari a verificarne la conformità ai criteri, soggetta ad approvazione ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge 14 novembre 1995 n. 481/95;

bb) punto di alimentazione della rete è l'impianto di produzione del gas distribuito o, per il gas naturale, il punto dove avviene la consegna del gas all'esercente da parte dell'impresa di trasporto;

cc) spesa unitaria annua è la spesa totale del cliente, espressa in lire, derivante dalle quote fisse e variabili delle tariffe, con esclusione delle imposte e dei contributi di allacciamento, di attivazione e dei diritti accessori, divisa per il gas fatturato al cliente nell'anno di calcolo espresso in MJ ed ottenuto dal prodotto del volume di gas fatturato espresso in metri cubi alle condizioni standard e il potere calorifico superiore del gas;

dd) tariffe sono, ai sensi dell'articolo 2, comma 17 della legge n.481/95, i prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte;

ee) vettoriamento è l'attività di distribuzione del gas da uno o più punti di consegna a uno o più punti di riconsegna, effettuato per conto terzi;

ff) zona altimetrica è la zona di attribuzione dei comuni italiani in relazione all'orografia del territorio, indicata dall'Istat nell'indagine "Popolazione e movimento anagrafico dei Comuni. Anno 1999", pubblicata su supporto magnetico;

gg) zona climatica è la zona di attribuzione dei comuni italiani in relazione al clima, definita all'allegato A del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, Serie generale n. 242 del 14 ottobre 1993.

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento si applica:

- all'attività di distribuzione del gas naturale;
- all'attività di fornitura ai clienti del mercato vincolato del gas naturale;
- all'attività di fornitura di altri tipi di gas distribuiti a mezzo di reti urbane.

Titolo II – Vincoli sui ricavi

Articolo 3
Ambito di determinazione delle tariffe

3.1 L'ambito tariffario è l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione e per la fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato, formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione.

3.2 Nel caso in cui più enti locali affidino in forma associata il servizio di distribuzione e la fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato, l'ambito tariffario coincide con l'insieme delle località servite attraverso più impianti di distribuzione da uno o anche più esercenti.

3.3 I ricavi annui complessivi, derivanti dall'attività di distribuzione e fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato nell'ambito tariffario, non possono superare rispettivamente il valore del vincolo sui ricavi di distribuzione VRD e quello di vendita al dettaglio VRVD definiti ai successivi articoli 4 e 9 del presente provvedimento.

3.4 L'esercente sottopone all'Autorità l'elenco delle località che costituiscono ciascun ambito tariffario, contestualmente alla presentazione delle proposte tariffarie di cui all'articolo 6.

3.5 Ciascuno dei vincoli è espresso in lire ed in euro, ed è calcolato come somma dei valori determinati per ogni località servita entro l'ambito tariffario, secondo i criteri dei successivi articoli 4, 5 e 9.

3.6 I vincoli sui ricavi di cui ai commi precedenti non si applicano alle località in cui la prima fornitura di gas ha avuto luogo nei tre anni prima della presentazione della proposta tariffaria.

Articolo 4
Vincolo sui ricavi di distribuzione

4.1 Per ciascuna località costituente l'ambito tariffario, il vincolo sui ricavi di distribuzione VRD è pari alla somma delle componenti rappresentative dei costi riconosciuti di gestione CGD e di capitale CCD relativi all'attività di distribuzione, effettuata con livelli di qualità, sicurezza e continuità e con le condizioni contrattuali del servizio di cui al successivo articolo 12, comma 5 e della quota QFNC trasferita, se positiva, o prelevata, se negativa, dal fondo di compensazione, definito al successivo articolo 5.

VRD = CGD + CCD + QFNC.

4.2 La componente CGD relativa ai costi riconosciuti di gestione della distribuzione si calcola mediante la seguente formula:

$$CGD = a_0 \quad NU^{a_1} \quad Z^{a_2} + (\mathrm{QE} + \mathrm{QVI} + \mathrm{QT} + \mathrm{QS} + \mathrm{QL}) \cdot cnc_d \quad E + PC$$

dove:

- NU è il numero dei clienti attivi in ciascuna località;
- Z è pari al rapporto tra LR e NU, entro i limiti indicati nel successivo comma 4.4;
- LR è la lunghezza delle reti utilizzate in ciascuna località per il servizio ai clienti, espressa in metri, esclusi gli impianti di derivazione di utenza che si estendono dalla condotta stradale fino al gruppo di misura;
- QE, QVI, QT, QS, QL sono componenti riconosciute di costo definite al successivo articolo 9;
- E è il gas immesso in rete nell'anno termico precedente la presentazione della proposta tariffaria, espresso in MJ;
- PC è il costo riconosciuto delle attività di cui all'articolo 16, comma 5 del decreto legislativo n. 164/00, il cui valore è nullo sino a diversa determinazione dell'Autorità;
- a_0, a_1, a_2 e cnc_d sono i coefficienti fissati dall'Autorità per tutto il territorio nazionale ed assumono i valori indicati nella tabella 1

4.3 La componente CCD, relativa ai costi riconosciuti di capitale della distribuzione, si calcola mediante la formula:

$$CCD = g \quad CID$$

nella quale:

$$CID = h_0 NU \quad Z^{h_1} \quad POP^{h_2} \quad AM + h_3 NU + h_4 E$$

dove:

- CID è il capitale annuo riconosciuto necessario allo svolgimento dell'attività di distribuzione del gas, calcolato per ciascuna località;
- NU, Z ed E assumono il significato indicato al precedente comma 4.2;

- POP è la popolazione residente del comune servito, relativa all'anno 1999, come ricavata dal rapporto dell'Istat "Popolazione e movimento anagrafico dei comuni";
- AM è un fattore correttivo per i maggiori costi propri delle grandi aree metropolitane, ed assume il valore:
  - $AM = (POP - 500.000)^{0,0354}$ se POP è maggiore di 500.000;
  - $AM = 1$ se POP è minore o uguale a 500.000;
- g è il coefficiente che rappresenta il costo del capitale investito, comprensivo degli ammortamenti economico – tecnici, ed è dato dalla formula:

  $g = s + d\, r_D$

  avendo definito con:
  - d il fattore di degrado forfetario del capitale investito di distribuzione ed assume i seguenti valori:
    - $d = 0{,}5$ per APF minore o uguale ad AC-10;
    - $d = 0{,}5 + 0{,}05\,(APF-AC+10)$ per APF superiore ad AC-10;
  - s il coefficiente di ammortamento annuo del capitale investito di distribuzione, assunto pari al 2%;
  - r_D la remunerazione del capitale investito netto, assunto pari all'8,8%;
  - APF l'anno solare in cui è stata registrata la prima fornitura di gas nella località, indipendentemente dalla titolarità della gestione,
  - AC l'anno solare corrente, in cui viene presentata la proposta tariffaria;
- i coefficienti h_0, h_1, h_2, h_3 e h_4 sono i coefficienti fissati dall'Autorità per tutto il territorio nazionale ed assumono i valori indicati nella tabella 2.

4.4 Qualora in una località il rapporto Z sia superiore a 70, in luogo del valore effettivo di Z, si utilizza il valore $Z = 70$.

4.5 Negli anni successivi, non sono in alcun caso riconoscibili ai fini del calcolo del vincolo sui ricavi, incrementi della lunghezza della rete superiori a 70 metri per nuovo cliente attivo.

4.6 Qualora l'esercente si serva, per l'alimentazione di una località, di adduttori a media o alta pressione situati nel territorio di comuni limitrofi nei quali l'esercente non alimenta clienti, le lunghezze di tali adduttori sono considerate nell'ambito di quelle relative alle località servite e sono ripartite in proporzione ai clienti allacciati di ciascuna località.

4.7 Qualora l'esercente si serva per l'alimentazione di una località, anche parzialmente, di punti di alimentazione della rete situati nel territorio di comuni limitrofi, il gas immesso in rete attraverso tali impianti è attribuito alle singole località alimentate in proporzione ai volumi distribuiti in ciascuna di esse.

4.8 In caso di estensioni rilevanti del servizio, anche distribuite su più anni, avvenute nell'ambito del medesimo comune nei dieci anni precedenti a quello di presentazione della proposta tariffaria, il parametro APF è calcolato come valore medio ponderato per i clienti delle diverse zone servite, assumendo l'anno AC-10 come anno di prima fornitura per i clienti già serviti in tale data, secondo la formula:

$$APF = \frac{\sum_{t=AC-10}^{AC} NU_t APF_t + (AC-10)\ NU_{AC-10}}{NU}$$

dove:

- NU_t sono i nuovi clienti a cui è stata attivata la fornitura in ciascun anno, al netto delle cessazioni,
- NU_{AC-10} sono i clienti attivi al 31 dicembre dell'anno AC-10
- NU assume il significato indicato al precedente comma 4.2.

4.9 L'applicazione della formula del comma 4.8 è limitata ai casi di estensioni rilevanti del servizio, definite come quelle che interessano almeno il 5% dei clienti allacciati ed attivi al 30 giugno 2000, oppure quelle superiori a 200 nuovi clienti allacciati annui, risultanti da impegni assunti attraverso le convenzioni o altri accordi con i comuni concedenti, adeguatamente documentati al momento della presentazione della proposta tariffaria, di cui al successivo articolo 6.

4.10 Per le località trasformate a gas naturale tal quale da Gpl, gas naturale miscelato o gas manifatturato, per APF si assume l'anno di trasformazione. Qualora la trasformazione sia avvenuta nel corso di più anni, il parametro APF è calcolato come valore medio ponderato per i clienti delle diverse zone trasformate, assumendo AC-10 come anno di prima fornitura per i clienti già serviti in tale data, secondo la formula:

$$APF = \frac{\sum_{t=AC-10}^{AC} NU_t APF_t + (AC-10)\ NU_{AC-10}}{NU}$$

dove

- NU_t sono i clienti trasformati in ciascun anno
- NU_{AC-10} sono i clienti nuovi e quelli trasformati prima dell'anno AC-10, secondo la formula:

$$NU_{AC-10} = NU - \sum_{t=AC-10}^{AC} NU_t$$

4.11 A partire dall'1 luglio 2001, gli esercenti che servono meno di 2000 clienti possono optare, all'atto della presentazione della proposta tariffaria di cui al successivo articolo 6, per una determinazione semplificata del vincolo sui ricavi di distribuzione, utilizzando un vincolo di distribuzione forfetario VRD calcolato mediante la formula:

$VRD = CMUD \quad NU$

dove CMUD è il costo medio annuo per cliente fissato dall'Autorità e soggetto ad aggiornamento annuale con le modalità di cui all'articolo 11 Per l'anno termico 2001-2002 il valore di CMUD è determinato entro il 28 febbraio 2001

4.12 Qualora più esercenti operino in un medesimo ambito tariffario, i ricavi sono ripartiti coerentemente ai criteri definiti nel presente articolo, nel rispetto delle condizioni tecnico-economiche di accesso alla rete previste dal decreto legislativo n.164/00.

Articolo 5

Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione

5.1 E' istituito con decorrenza dall'1 luglio 2001 un fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione (di seguito: fondo di compensazione), alimentato da versamenti annuali costituiti dalle componenti del vincolo sui ricavi QFNC relative agli ambiti tariffari diversi da quelli a costo elevato, per i quali QFNC è positiva.

5.2 La componente QFNC a carico degli ambiti tariffari diversi da quelli a costo elevato è determinata annualmente dall'Autorità come percentuale uniforme del costo di distribuzione riconosciuto in misura non superiore al due per cento, in modo da coprire i costi delle componenti QFNC relative agli ambiti tariffari a costo elevato.

5.3 Per gli ambiti tariffari a costo elevato, la componente QFNC è negativa ed è pari ad una percentuale del maggior costo di distribuzione riconosciuto per i suddetti ambiti, rispetto al limite dei costi elevati fissato annualmente dall'Autorità.

5.4 Per ciascun ambito tariffario a costo elevato, la componente QFNC è riconosciuta agli esercenti per un periodo non superiore ai tre anni.

Titolo III – Tariffe

Articolo 6

Opzioni tariffarie per l'attività di distribuzione

6.1 Gli esercenti formulano e presentano annualmente una proposta tariffaria avente ad oggetto l'opzione tariffaria base e le eventuali opzioni tariffarie speciali, secondo uno schema definito dall'Autorità.

6.2 I limiti degli scaglioni di consumo, in numero massimo di sette, sui quali possono essere articolate le opzioni tariffarie, devono essere scelti tra i valori indicati nella tabella 3.

6.3 Tutte le opzioni tariffarie sono offerte in modo non discriminatorio a tutti i clienti del medesimo ambito tariffario, come definito all'articolo 3.

6.4 La spesa unitaria annua, espressa in lire/MJ, derivante dall'applicazione di ogni opzione tariffaria, non può risultare crescente al crescere dei volumi distribuiti o venduti a ciascun cliente.

6.5 La spesa unitaria annua derivante dall'applicazione di ogni opzione tariffaria relativa all'attività di distribuzione non può essere in alcun caso inferiore a T_{min} definito dalla formula:

$T_{min} = g\ h_4$ (lire/MJ)

dove g e h_4 assumono il significato indicato al precedente articolo 4, comma 3.

Articolo 7

Opzioni tariffarie base e speciali per l'attività di distribuzione

7.1 L'opzione tariffaria base è costituita da quote tariffarie fisse e variabili, determinate rispettando un corretto equilibrio tra costi fissi e variabili; le quote variabili sono rapportate all'energia consumata, espressa in MJ, eventualmente articolate per fasce di consumo, in numero non superiore a sette, aventi come limiti valori scelti tra quelli indicati nella tabella 3. L'opzione tariffaria base è soggetta ai vincoli del precedente articolo 6 e del successivo comma 7.2.

7.2 L'opzione tariffaria base non può comportare per ogni esercente un ricavo superiore al vincolo sui ricavi VRD per le tariffe di distribuzione. Al fine di verificare il rispetto di tale vincolo, gli esercenti calcolano i ricavi convenzionali derivanti dall'applicazione dell'opzione tariffaria base, considerando:

a) i clienti attivi al 30 giugno dell'anno termico precedente quello della proposta tariffaria, eventualmente suddivisi per gli scaglioni di consumo previsti dall'opzione tariffaria base;

b) i consumi complessivi dell'anno termico precedente quello della proposta tariffaria, suddivisi per gli scaglioni di consumo previsti dall'opzione tariffaria base. Per la prima applicazione, in mancanza di tale dato, gli esercenti utilizzano la media dei consumi degli anni solari 1999 e 2000.

7.3 Qualora più esercenti operino in un medesimo ambito tariffario, l'opzione tariffaria base è definita dall'esercente con il maggior numero di clienti finali.

7.4 Gli ambiti tariffari in cui la prima fornitura di gas ha avuto luogo nei tre anni precedenti la presentazione della proposta tariffaria sono esclusi dal rispetto del vincolo sui ricavi di cui al precedente comma 7.2.

7.5 Gli esercenti possono proporre opzioni tariffarie speciali, non soggette ai vincoli sui ricavi, comprendenti quote tariffarie fisse, quote variabili commisurate alle quantità vendute, all'impegno o al periodo di prelievo, ed eventualmente articolate in relazione alla qualità del servizio reso o alle modalità di riscossione. Le opzioni tariffarie sono approvate contestualmente e con le stesse modalità dell'opzione tariffaria base.

Articolo 8

Codice di condotta commerciale

8.1 Nell'offerta delle opzioni tariffarie, base e speciali l'esercente osserva le disposizioni contenute nel codice di condotta commerciale definito nell'allegato 1 del presente provvedimento.

Articolo 9

Tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato

9.1 La tariffa di fornitura ai clienti del mercato vincolato è composta da una quota fissa e da una quota variabile, eventualmente articolate secondo i criteri di cui al precedente articolo 7, comma 1. Le quote variabili sono rapportate all'energia consumata, espressa in MJ, e sono imputate in lire per metro cubo applicando il potere calorifico superiore e la correzione tariffaria degli errori di misura, secondo i criteri degli articoli 16 e 17 del presente provvedimento.

9.2 La quota fissa applicabile corrisponde alla quota fissa della tariffa per la distribuzione determinata ai sensi della presente deliberazione, prevista nell'opzione tariffaria base oppure, su richiesta del cliente, in un'opzione tariffaria speciale.

9.3 La quota variabile TV è così composta:

TV = QE + QVI + QT + QS + QL + TD + QVD

dove:

- QE è la quota a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso della materia prima energetica utilizzata;
- QVI è la quota a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso per la vendita a clienti del mercato vincolato;
- QT è la quota a copertura dei costi di trasporto e dispacciamento, calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- QS è la quota a copertura dei costi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione, calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- QL è la quota a copertura dei costi di utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto, calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi dell'articolo 23, commi 2 e 3 del decreto legislativo n. 164/00;
- TD è la quota variabile della tariffa per la distribuzione determinata ai sensi del presente provvedimento, prevista nell'opzione tariffaria base oppure, su richiesta del cliente, in un'opzione tariffaria speciale;
- QVD è la quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito, calcolata secondo i criteri di cui al successivo comma 9.4.

9.4 La quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito QVD è calcolata, per ciascuna località servita dall'esercente, secondo la formula:

QVD = VRVD/VCV

dove:

- VRVD = v NV è il vincolo sui ricavi, per ciascuna località, relativo ai costi riconosciuti di vendita al dettaglio del gas distribuito;

- v è un coefficiente rappresentativo dei costi unitari, operativi e di capitale, dell'attività di vendita al dettaglio, pari a 62.100 lire/cliente;
- NV è il numero dei clienti attivi del mercato vincolato al 30 giugno dell'anno precedente la presentazione della proposta tariffaria. Per l'anno base gli esercenti utilizzano il numero dei clienti allacciati ed attivi al 31 dicembre 1999 che hanno registrato nell'anno termico 1999-2000, o come media degli anni solari 1999 e 2000, consumi inferiori a 200.000 metri cubi standard;
- VCV è il volume del gas venduto ai clienti del mercato vincolato nell'anno termico precedente la presentazione della proposta tariffaria, espresso in MJ. Per l'anno base gli esercenti utilizzano i valori relativi ai consumi dei clienti allacciati ed attivi al 30 giugno 2000 che hanno registrato nell'anno termico 1999-2000, o come media degli anni solari 1999 e 2000, consumi inferiori a 200.000 metri cubi standard.

9.5 Fino alla determinazione da parte dell'Autorità delle quote QE, QVI, QT, QS, QL queste sono sostituite dalla componente transitoria CMP, espressa in lire/MJ, calcolata per ogni bacino tariffario per mezzo della formula:

$$CMP = (V1 * Qm1 + V2 * Qm2 + V3 * Qm3)/E_v$$

dove:

- V1 è la quantità di gas naturale da metanodotto tal quale o miscelato, espressa in MJ, venduta a clienti del mercato vincolato nell'anno termico precedente a quello della presentazione della proposta tariffaria;
- Qm1 è il valore della componente di costo "materia prima" (Qm), espressa in lire/MJ, determinata con la seguente formula:

$$Qm1 = \frac{cm + 58,5}{38,52}$$

- cm assume i valori determinanti ai sensi del provvedimento CIP n. 16/93 e successive modificazioni, per ciascun ambito tariffario, aggiornati con i criteri della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n.52/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 30 aprile 1999;
- V2 è la quantità di gas liquido (Gpl) o di gas naturale trasportato con carri bombolai, tal quale o miscelato, espressa in MJ, venduta a clienti del mercato vincolato nell'anno termico precedente a quello della presentazione della proposta tariffaria;
- Qm2 è il valore della componente di costo "materia prima" (Qm), espressa il L/MJ, determinata ai sensi del punto 1.a.2) del provvedimento CIP n. 16/93, come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996, in vigore;
- V3 è la quantità di gas manifatturato ottenuto da materie prime diverse, prodotto e distribuito, espressa in MJ, venduta a clienti del mercato

vincolato nell'anno termico precedente a quello della presentazione della proposta tariffaria;

- Qm3 è il valore della componente di costo "materia prima" (Qm), espressa in lire/MJ, determinata ai sensi del punto 1.a.3) del provvedimento CIP n. 16/93, come modificato dal decreto del Ministero dell'industria 4 agosto 1994 e dal decreto del Ministero dell'industria 19 novembre 1996;
- E_v è la somma di V1, V2 e V3

9.6 I valori di Qm2 e Qm3 sono quelli aggiornati per ciascun ambito tariffario con i criteri della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n.52/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 30 aprile 1999.

9.7 Il valore numerico del coefficiente correttivo cnc da utilizzare per il calcolo delle componenti di costo "materia prima" di cui ai precedenti commi 9.5 e 9.6 è pari ad uno per tutti i tipi di gas distribuito.

9.8 Qualora più esercenti operino in un medesimo ambito tariffario, i ricavi sono ripartiti in proporzione ai vincoli, calcolati separatamente per ciascuna quota di ambito tariffario servita dal medesimo esercente.

Articolo 10

Contributi a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili.

10.1 Ciascun comune può richiedere all'esercente dell'attività di distribuzione l'applicazione, a partire dall'1 luglio 2001, di una quota aggiuntiva non superiore all'uno per cento delle tariffe di distribuzione, al netto delle imposte, da destinarsi a contributi alle spese connesse alla fornitura del gas a clienti in condizioni economiche disagiate, ad anziani e disabili.

10.2 Le amministrazioni comunali destinano i contributi di cui al comma precedente, tenendo conto dei criteri unificati di valutazione della situazione economica dei soggetti che richiedono prestazioni agevolate, di cui al decreto legislativo 3 maggio 2000, n. 130, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Serie generale n.118, del 23 maggio 2000, considerando altresì le esigenze degli anziani e dei disabili.

10.3 Le amministrazioni comunali trasmettono annualmente all'Autorità un rendiconto delle somme percepite ed erogate e dei criteri di destinazione adottati.

10.4 Gli esercenti notificano all'Autorità le richieste pervenute dai comuni ed applicano le relative quote aggiuntive alle tariffe approvate dall'Autorità, per i soli clienti dei comuni richiedenti, tenendo separate le quote relative a ciascun comune.

Titolo IV – Aggiornamento annuale delle tariffe e loro pubblicazione

Articolo 11

Aggiornamento del vincolo sui ricavi

11.1 Per ciascuna località, i vincoli sui ricavi calcolati per il precedente anno termico sono aggiornati con il metodo del price cap, in base alle seguenti formule:

$$VRD_t = VRD_{t-1} (1 + I_{t-1} - RP_O + Y_1 + Y_2 + Y_3) + VRD\ (NU_t\ , LR_t\ , E_t) - VRD_{t-1}$$

$$VRVD_t = VRVD_{t-1} (1 + I_{t-1} - RP_V) + VRVD\ (NV_t) - VRVD_{t-1}$$

dove:

- VRD_t è il vincolo sui ricavi di distribuzione del nuovo anno termico;
- VRD_{t-1} è il vincolo sui ricavi di distribuzione del precedente anno termico;
- $VRD\ (NU_t, LR_t\ , E_t)$ è il vincolo sui ricavi di distribuzione calcolato in base ai valori di NU, LR ed E, definiti all'articolo 4;
- $VRVD_t$ è il vincolo sui ricavi di vendita ai clienti del mercato vincolato del nuovo anno termico;
- $VRVD_{t-1}$ è il vincolo sui ricavi di vendita del precedente anno termico;
- $VRVD\ (NV_t)$ è il vincolo sui ricavi di distribuzione calcolato in base ai valori di NV, definito all'articolo 9, comma 4;
- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- RP_O è il recupero annuo di produttività dei costi dell'attività di distribuzione, fissato nella misura del 3%;
- RP_V è il recupero annuo di produttività dei costi dell'attività di vendita al dettaglio, fissato nella misura del 3%;
- Y_1 è il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- Y_2 è il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, inclusa la promozione del ricorso a fonti rinnovabili;
- Y_3 è il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

11.2 Fino alla determinazione dei tassi di variazione Y_1, Y_2, Y_3, questi sono sostituiti da un tasso di variazione Y determinato per ciascun ambito tariffario in relazione ai costi degli interventi, relativi alla promozione della sicurezza di impianti degli utenti, predisposti dagli esercenti contestualmente alle proposte tariffarie ed

approvati dall'Autorità, in misura tale da dare luogo a maggiorazioni non superiori all'1 per cento del valore complessivo delle componenti CGD e CCD dell'esercente determinate ai sensi del precedente articolo 4.

11.3 I vincoli sui ricavi sono rivisti per il periodo di regolazione successivo al 30 giugno 2004, avendo come riferimento le informazioni economico-tecniche relative agli anni 2001 e 2002.

Articolo 12

Gradualità nell'applicazione dei vincoli sui ricavi di distribuzione.

12.1 Per l'anno termico 2001 – 2002, con riferimento agli ambiti tariffari di cui all'articolo 3, l'esercente procederà come segue:

a) calcola i ricavi complessivi convenzionali da fornitura a clienti allacciati alle reti di distribuzione (RC_0), al netto della componente materia prima determinata ai sensi dell'articolo 9, commi 5 e 6, sulla base delle tariffe e prezzi in vigore al 31 dicembre 2000 e delle vendite ai clienti attivi all'ultimo giorno dell'anno base; per le utenze in deroga alla metodologia tariffaria vigente si includono i ricavi da vettoriamento previsti ai punti B.2, B.3, B.4 e B.5 dell'accordo tra Snam, Anci, Anig, Assogas e Federgasacqua del 14 ottobre 1996, applicati alla clientela nel secondo semestre dell'anno 2000;

b) calcola per ciascuna località il valore di VRD per l'anno termico 2001-2002, sulla base dell'utenza servita al 30 giugno 2000; ai fini del calcolo i vincoli sui ricavi sono aggiornati con i criteri di cui all'articolo 11, utilizzando i seguenti parametri riferiti al primo semestre 2001

- $I_{t-1} = 1{,}4\%$
- $RP_O = 1{,}5\%$;

c) calcola per ciascuna località il valore di VRVD per l'anno termico 2001-2002, sulla base dei clienti del mercato vincolato serviti al 30 giugno 2000 che hanno registrato nell'anno solare 1999 consumi inferiori a 200.000 metri cubi standard; ai fini del calcolo i vincoli sui ricavi sono aggiornati con i criteri di cui all'articolo 11, utilizzando i seguenti parametri riferiti al primo semestre 2001

- $I_{t-1} = 1{,}4\%$
- $RP_O = 1{,}5\%$;

d) calcola i valori di VR_1 come somma di VRD e VRVD;

e) per ciascun ambito tariffario, determina i valori transitori del vincolo sui ricavi VRD_1 come segue:

- qualora il rapporto VR_1/RC_0 sia inferiore a 0,85 applica la formula:

  $VRD_1 = 0{,}85\ \ VRD$

- qualora il rapporto VR_1/RC_0 sia superiore a 1,15 applica la formula:

  $VRD_1 = 1{,}15\ \ VRD$

- qualora il rapporto VR_l/RC_O sia compreso tra 0,85 e 1,15, inclusi gli estremi, applica il valore del vincolo sui ricavi a regime VRD.

12.2 Entro il 31 marzo 2001 gli esercenti presentano le proposte di aggiornamento delle tariffe ai sensi del successivo articolo 13, utilizzando i vincoli sui ricavi determinati ai sensi del precedente comma 12.1

12.3 Per l'anno termico 2002 – 2003, l'esercente procederà come segue:

a) determina i ricavi da distribuzione RD_l, sulla base delle tariffe e prezzi in vigore nell'anno termico 2001-2002, delle vendite dell'anno termico 2000-2001 e degli altri parametri relativi all'ultimo giorno dell'anno termico 2000-2001;

b) calcola per ciascuna località il valore VRD per l'anno termico 2002-2003, sulla base delle vendite dell'anno termico 2000-2001 e degli altri parametri relativi all'ultimo giorno dell'anno termico 2000-2001; ai fini del calcolo i vincoli sui ricavi sono aggiornati con i criteri di cui all'articolo 11, utilizzando i seguenti parametri:

- I_{t-1} = tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- $RP_O = 3\%$;

c) calcola per ciascuna località ed applica il valore VRVD per il semestre luglio – dicembre 2002, sulla base dei clienti del mercato vincolato serviti al 30 giugno 2001; ai fini del calcolo i vincoli sui ricavi sono aggiornati con i criteri di cui all'articolo 11, utilizzando i seguenti parametri:

- I_{t-1} = tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- $RP_V = 3\%$;

d) per ciascun ambito tariffario, si applicano i valori transitori del vincolo sui ricavi VRD_2, così determinati:

- qualora il rapporto VRD/RD_l sia inferiore a 0,85 applica la formula:

  $VRD_2 = 0{,}85 \ VRD$

- qualora il rapporto VRD/RD_l sia superiore a 1,15 applica la formula:

  $VRD_2 = 1{,}15 \ VRD$

- qualora il rapporto VRD/RD_l sia compreso tra 0,85 e 1,15 inclusi gli estremi, si applica il valore del vincolo sui ricavi a regime VRD.

12.4 A partire dall'1 luglio 2003 si applicano in ogni caso i vincoli sui ricavi di cui ai precedenti articoli 4 e 11 del presente provvedimento.

12.5 L'applicazione delle variazioni tariffarie in aumento previste ai sensi dei commi precedenti è sospesa dall'Autorità nelle località il cui il servizio non risulta erogato in conformità ai livelli di qualità, sicurezza e continuità ed alle

condizioni contrattuali determinati dall'Autorità con proprie direttive ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h) della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Articolo 13
Aggiornamento delle tariffe

13.1 Entro il 31 marzo di ogni anno, gli esercenti presentano all'Autorità la proposta tariffaria definita secondo le modalità indicate al precedente articolo 6.

13.2 La proposta tariffaria è approvata dall'Autorità se l'opzione tariffaria base e le eventuali opzioni tariffarie speciali rispettano i vincoli previsti ai titoli II e III del presente provvedimento.

13.3 Qualora siano state presentate ed approvate opzioni tariffarie speciali l'esercente applica l'opzione tariffaria base salvo diversa ed esplicita scelta per altra opzione tariffaria da parte del cliente, al quale deve essere riconosciuta almeno una volta all'anno la facoltà di modificare la propria scelta.

13.4 Gli elementi costitutivi dell'opzione tariffaria base sono segnalati al cliente nei documenti di fatturazione e nei prospetti sottoposti ai fini della stipula, modifica o rinnovo del contratto di fornitura.

13.5 La proposta tariffaria è approvata qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro novanta giorni dal ricevimento della proposta; le opzioni tariffarie contenute nella proposta tariffaria approvata entrano in vigore dal successivo 1 luglio.

13.6 Nel caso in cui la proposta tariffaria presentata non sia conforme ai criteri enunciati nella presente deliberazione, ovvero qualora non sia stata presentata alcuna proposta, gli uffici dell'Autorità ne danno comunicazione all'esercente, che ha facoltà di presentare una seconda proposta modificata entro 30 giorni dal ricevimento della comunicazione.

13.7 Qualora la seconda proposta tariffaria non sia presentata ovvero sia ritenuta non conforme, ovvero non sia presentata alcuna proposta, l'Autorità provvede con propria deliberazione adottata entro novanta giorni dalla comunicazione di cui al comma precedente, alla determinazione dell'opzione tariffaria base.

13.8 Le tariffe determinate, ai sensi dei precedenti commi 13.5 e 13.7, hanno comunque vigore dall'1 luglio dell'anno in cui è presentata la proposta tariffaria. L'esercente provvede agli eventuali conguagli in occasione della prima fatturazione successiva mediante il criterio che individua i consumi in maniera proporzionale ai giorni di validità dell'opzione tariffaria (criterio pro-die).

Articolo 14
Obblighi di pubblicazione delle opzioni tariffarie

14.1 L'esercente deve indicare l'opzione tariffaria base approvata dall'Autorità e le altre opzioni tariffarie nei documenti di fatturazione inviati ai clienti e provvedere a dare adeguata pubblicità agli aggiornamenti.

14.2 L'esercente è tenuto a pubblicare una volta l'anno, nel mese di gennaio, le opzioni tariffarie in vigore nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero nel Foglio annunzi legali delle province interessate.

14.3 L'esercente, ogni anno, dà comunicazione a ciascun cliente dell'opzione tariffaria più conveniente, date le caratteristiche della fornitura nell'anno precedente, qualora essa sia diversa dall'opzione tariffaria applicata.

14.4 L'esercente fornisce, in allegato al primo documento di fatturazione emesso successivamente all'introduzione di opzioni tariffarie base e speciali, al singolo cliente del mercato vincolato idonea spiegazione in ordine alle caratteristiche dell'opzione tariffaria base applicata a detto cliente.

Articolo 15
Obblighi di comunicazione

15.1 L'esercente, entro il mese di ottobre di ciascun anno, trasmette all'Autorità i dati e le informazioni relative all'attività di distribuzione e fornitura ai clienti del mercato vincolato, sulla base di un questionario definito dall'Autorità.

15.2 L'esercente è tenuto a comunicare all'Autorità, entro trenta giorni dal suo verificarsi, ogni variazione relativa alla società, alle località servite e al tipo di gas distribuito, intervenuta successivamente alla trasmissione del questionario di cui al precedente comma 15.1

Titolo V – Potere calorifico superiore e misura del gas

Articolo 16
Potere calorifico superiore

16.1 Qualora il gas distribuito sia gas naturale, il potere calorifico superiore convenzionale P di un metro cubo standard di gas distribuito in una località è rappresentato dal potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito nel precedente anno termico nell'impianto di distribuzione che alimenta la località, così determinato per l'anno termico t:

a) in un impianto di distribuzione con singolo punto di alimentazione, mediante la media ponderale del potere calorifico superiore effettivo del gas consegnato all'esercente (PCS_i) rispetto ai volumi mensili consegnati (V_i), espressi in metri cubi, nel precedente anno termico $t-1$,

$$P = \frac{\sum_{i=1}^{12} Vi * PCSi}{\sum_{i=1}^{12} Vi}$$

b) in un impianto di distribuzione con n punti di alimentazione, mediante la media ponderale del potere calorifico superiore effettivo annuo del gas consegnato all'esercente in ogni punto di alimentazione (P_j), calcolato come

alla precedente lettera a), rispetto ai volumi annui (*Vj*), espressi in metri cubi, consegnati nei punti di alimentazione nell'impianto di distribuzione nel precedente anno termico *t - 1*

$$P = \frac{\sum_{j=1}^{n} Vj * Pj}{\sum_{j=1}^{n} Vj}$$

16.2 Il potere calorifico superiore effettivo mensile è misurato dall'impresa di trasporto in punti di prelievo campioni, ubicati sulle reti di trasporto, in prossimità dei punti di alimentazione delle reti di distribuzione. Esso viene evidenziato nei verbali di misura mensili che l'impresa di trasporto redige e invia agli esercenti il servizio di distribuzione. Tale documentazione deve essere tenuta a disposizione per eventuali controlli da parte dell'Autorità.

16.3 La procedura sopra descritta si applica fino all'entrata in vigore dei codici di rete per l'attività di distribuzione nei quali verranno definite le modalità e le procedure per la determinazione del potere calorifico superiore effettivo.

16.4 Qualora i gas distribuiti siano Gpl, miscele di gas naturale o Gpl con aria, gas manifatturato o gas proveniente da processi di raffinazione il potere calorifico superiore convenzionale *P* è determinato mediante la media ponderale del potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito rispetto ai volumi, espressi in metri cubi, immessi nell'impianto di distribuzione nel precedente anno termico. La misurazione del potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito deve essere effettuata in laboratori specializzati tramite il prelievo di campioni di gas da effettuarsi almeno due volte all'anno e a distanza di sei mesi, a cura dell'esercente dell'attività di distribuzione. La documentazione deve essere tenuta a disposizione per eventuali controlli da parte dell'Autorità.

16.5 Qualora al termine dell'anno termico si registrino scostamenti tra il potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito calcolato per l'anno termico stesso ($P_{effettivo}$) e il potere calorifico superiore convenzionale *P*, determinato ai sensi dei precedenti commi, maggiori del 5%, l'esercente provvede, entro il 31 dicembre successivo, all'emissione di fattura di conguaglio.

16.6 Per la determinazione del potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito ai clienti idonei restano in vigore gli accordi tra le parti.

16.7 Sono fatti salvi i diversi patti relativi alle materie del presente articolo, contenuti nelle convenzioni tra enti locali e concessionari del servizio di distribuzione.

Articolo 17

Calcolo delle quote tariffarie rapportate ai volumi di gas misurati e relativa pubblicità

17.1 A partire dall'1 luglio 2001, le quote tariffarie rapportate all'energia consumata, espresse in lire/MJ, delle tariffe di distribuzione e delle tariffe di fornitura ai clienti finali del mercato vincolato sono trasformate in quote tariffarie rapportate ai volumi misurati, espresse in lire/mc, mediante la formula:

$T_v = T_e \; P \; M$

dove:

a) T_v è la quota tariffaria per unità di volume, espressa in lire/mc;

b) T_e è la quota tariffaria per unità di energia, espressa in lire/MJ, definita con le modalità di cui al Titolo III;

c) P è il potere calorifico superiore convenzionale della località calcolato come definito al precedente articolo 16;

d) M è il coefficiente di adeguamento alla quota altimetrica e alla zona climatica per i clienti del mercato vincolato dotati di gruppi di misura volumetrici con misura del gas in bassa pressione e non provvisti di correttori, come definito nell'allegato 2.

17.2 Qualora il gas fornito al cliente sia misurato in media pressione o in bassa pressione, con l'installazione presso il cliente di un gruppo di misura di classe non inferiore alla classe G40, i clienti possono richiedere che il gruppo di misura utilizzato per la determinazione dei volumi fatturati sia corredato di un idoneo correttore omologato. I clienti già allacciati e non dotati di correttore omologato possono richiederne l'installazione. L'installazione dei correttori è realizzata dall'esercente entro 180 giorni dalla richiesta a carico del cliente, al quale può essere richiesto un contributo non superiore al costo delle opere da calcolarsi, ove disponibile, sulla base del listino prezzi della Camera di commercio, industria, agricoltura e artigianato in vigore nella provincia di appartenenza. In caso di utilizzo dei correttori il coefficiente M è pari ad uno.

17.3 Con decorrenza dall'1 luglio 2001, l'articolo 4, comma 2 della deliberazione dell'Autorità 14 aprile 1999, n.42, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.110 del 13 maggio 1999 è sostituito dal seguente:

"Nella parte della bolletta contenente le informazioni di cui al titolo III della presente direttiva sono riportati i seguenti fattori di conversione:

- il potere calorifico superiore convenzionale P di un metro cubo di gas distribuito nella località misurato in condizioni standard;
- il coefficiente M di adeguamento alla quota altimetrica ed alla zona climatica.

Titolo VI – Disposizioni transitorie e finali

Articolo 18
Disposizioni transitorie

18.1 Per il semestre gennaio – giugno 2001 l'esercente applica al servizio di distribuzione non interrompibile verso clienti idonei, per ogni sito di prelievo, le seguenti tariffe:

a) quota fissa: lire/mese 15.000;

b) quota variabile per lo scaglione di prelievo fino a 20.000 metri cubi/mese nei mesi di gennaio, febbraio e marzo: lire/mc 110;

c) quota variabile per lo scaglione di prelievo oltre 20.000 mc/mese nei mesi di gennaio, febbraio e marzo: lire/mc 55;

d) quota variabile per lo scaglione di prelievo fino a 20.000 mc/mese nei mesi di aprile, maggio, giugno: lire/mc 20;

e) quota variabile per lo scaglione di prelievo oltre 20.000 mc/mese nei mesi di aprile, maggio, giugno: lire/mc 10.

18.2 Per il semestre gennaio – giugno 2001 l'esercente applica al servizio di distribuzione interrompibile verso clienti idonei, per ogni sito di prelievo, le seguenti tariffe:

f) quota fissa: lire 0 (zero);

g) quota variabile per lo scaglione di prelievo fino a 20.000 mc/mese: lire/mc 20;

h) quota variabile per lo scaglione di prelievo oltre 20.000 mc/mese: lire/mc 10.

18.3 Fino all'entrata in vigore dei codici di rete di cui all'articolo 24, comma 5 del decreto legislativo n. 164/00, le immissioni nelle reti di distribuzione dalle reti di trasporto a fini di vettoriamento verso clienti idonei allacciati alle stesse sono considerate pari ai prelievi dei clienti stessi, a condizione che per tali forniture sia stato sottoscritto un contratto per il trasporto.

18.4 Per la determinazione delle tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato nel semestre gennaio – giugno 2001 l'esercente, con riferimento agli ambiti tariffari di cui all'articolo 3:

a) calcola, per i clienti con consumi fino a 200.000 metri cubi standard nell'anno base, i ricavi convenzionali da quota fissa (RQF) ottenuti applicando le quote fisse delle tariffe T1, T2, T3 e T4 in vigore al 31 dicembre 2000, ai clienti attivi all'ultimo giorno dell'anno base e alle relative vendite;

b) calcola, per i clienti con consumi fino a 200.000 metri cubi standard nell'anno base, i ricavi convenzionali da quote variabili (RV) ottenuti applicando le quote variabili, al netto della componente materia prima, delle tariffe T1, T2, T3 e T4 in vigore al 31 dicembre 2000, alle vendite ai clienti attivi all'ultimo giorno dell'anno base;

c) calcola, per le utenze in deroga alla metodologia tariffaria vigente, il margine medio da deroghe in base ai margini di vettoriamento previsti ai punti B.2, B.3, B.4 e B.5 dell'accordo tra Snam, Anci, Anig, Assogas e Federgasacqua del 14 ottobre 1996, applicati alla clientela nel secondo semestre dell'anno 2000 ed alle vendite ai clienti attivi all'ultimo giorno dell'anno base;

d) calcola, per i clienti con consumi superiori a 200.000 metri cubi standard nell'anno base, il ricavo convenzionale da distribuzione (RCI), derivante

dall'applicazione del margine medio da deroghe, come calcolato alla lettera precedente, alle vendite ai clienti attivi all'ultimo giorno dell'anno base;

e) calcola i vincoli sui ricavi VRD e VRVD determinati in base all'articolo 4 e all'articolo 9, comma 4;

f) calcola il coefficiente di variazione transitoria delle quote variabili delle tariffe (CVT) pari a:

$$CVT = \frac{VRD + VRVD - RQF - RCI}{RV}$$

g) determina le quote variabili delle tariffe T1, T2, T3 e T4, al netto della componente materia prima, come segue:

- qualora il coefficiente CVT sia inferiore a 0,9, le quote variabili delle tariffe T1, T2, T3 e T4, al netto della componente materia prima, sono diminuite del 10%;
- qualora il coefficiente CVT sia superiore a 1,1 le quote variabili delle tariffe T1, T2, T3 e T4, al netto della componente materia prima sono aumentate del 10%;
- qualora il coefficiente CVT sia compreso tra 0,9 e 1,1, inclusi gli estremi, le quote variabili delle tariffe T1, T2, T3 e T4, al netto della componente materia prima sono moltiplicate per il coefficiente CVT;

h) applica ai clienti del mercato vincolato le quote variabili ottenute sommando alle quote variabili di distribuzione determinate in base alla lettera precedente la componente materia prima di cui all'articolo 9, commi 3, 5 e 6;

i) applica ai clienti del mercato vincolato le quote fisse delle tariffe T1, T2, T3 e T4 in vigore al 31 dicembre 2000.

18.5 Qualora gli esercenti, per ragioni organizzative, non emettano il documento di fatturazione dei consumi del mese di gennaio 2001 in applicazione delle disposizioni del presente provvedimento, essi effettuano il conguaglio con il successivo documento di fatturazione.

18.6 Le tariffe, calcolate ai sensi del presente articolo ed in vigore dalla data di pubblicazione del presente provvedimento nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana devono essere comunicate all'Autorità entro il 15 febbraio 2001 e pubblicate nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero nel Foglio annunzi legali delle province interessate entro il mese di febbraio 2001

Articolo 19

Disposizioni finali

19.1 Con separato provvedimento da adottarsi entro il 30 giugno 2001, l'Autorità definisce le modifiche delle unità monetarie e delle unità di misura derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea.

19.2 Qualora le componenti tariffarie previste dal presente provvedimento siano ottenute come prodotto di elementi, parametri o coefficienti, le suddette componenti espresse in lire devono intendersi arrotondate alla prima cifra decimale con criterio commerciale, oppure alla seconda cifra decimale se espresse in lire/MJ.

19.3 Dall'entrata in vigore del presente provvedimento sono abrogate tutte le disposizioni con esso incompatibili.

19.4 Il presente provvedimento si applica fino al 30 giugno 2004 e, per quanto riguarda le disposizioni tariffarie riguardanti la fornitura del gas, sino al 31 dicembre 2002.

19.5 La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

Allegato 1. Codice di condotta commerciale

Articolo 1

L'esercente fornisce al cliente, prima della sottoscrizione del contratto ed in occasione della proposta di opzioni tariffarie e di loro eventuali modifiche, informazioni, documenti e il necessario supporto affinché il cliente sia posto in grado di scegliere la soluzione o le soluzioni più vantaggiose e di conoscere i contenuti del contratto da sottoscrivere e le garanzie previste nel presente codice di condotta commerciale.

Articolo 2

In occasione di campagne pubblicitarie, l'esercente individua e rende disponibili gli strumenti idonei a garantire al cliente informazioni complete per l'offerta di opzioni tariffarie, qualora il mezzo di comunicazione utilizzato non consenta di fornire tali informazioni direttamente.

Articolo 3

In occasione dell'offerta delle opzioni tariffarie base e speciali, l'esercente fornisce individualmente a tutti i clienti ai quali vengono offerte tali opzioni, compresi i nuovi clienti, stime comparative della spesa associata alle diverse opzioni che tengano conto delle caratteristiche di consumo proprie del cliente interessato.

Articolo 4

Quando l'esercente non ripropone tra le nuove opzioni tariffarie una tariffa corrispondente a quella applicata l'anno precedente, ne dà informazione al cliente con adeguato preavviso, indicando in termini comparativi la tariffa più conveniente in base ai dati di consumo del cliente nel corso degli ultimi dodici mesi.

Articolo 5

L'esercente fornisce ai clienti informazioni sull'uso efficiente dell'energia con riferimento alle opzioni tariffarie offerte e sulle modalità da seguire per una corretta e sicura gestione di impianti e apparecchiature.

Articolo 6

L'esercente diffonde il codice di condotta commerciale, affinché tutti i clienti ne abbiano notizia anche informando i clienti circa le condizioni e le caratteristiche tecniche di fornitura del gas e i livelli di qualità commerciale dei servizi erogati.

Allegato 2. Coefficiente M di adeguamento delle quote tariffarie rapportate all'energia consumata

Nel caso di fornitura del gas a clienti del mercato vincolato dotati di gruppi di misura volumetrici, sprovvisti di apparecchiature per la correzione del volume, per i quali la misura del gas avviene in bassa pressione, la tariffa di fornitura viene adeguata mediante l'utilizzo di un coefficiente M riportato nelle tabelle 4, 5, 6, 7 e 8 per il gas naturale, per le miscele di gas naturale o di gas di petrolio liquefatti con aria e per i gas manifatturati, e nelle tabelle 9, 10, 11, 12 e 13 per le miscele di gas di petrolio liquefatti e per gli altri tipi di gas.

I coefficienti indicati nelle tabelle corrispondono a combinazioni di altitudine e di gradi giorno (di seguito: GG). Per valori intermedi sia di altitudine che di gradi giorno si adotterà il valore più prossimo previsto nella tabella, per valori equidistanti sia di altitudine che di gradi giorno si adotta il limite inferiore della relativa tabella (ad esempio: in caso di altitudine pari a 950 metri sul livello del mare (di seguito: s.l.m.), si adotta il valore del coefficiente M corrispondente a 900 s.l.m.).

Per l'altitudine del capoluogo e per la zona climatica di appartenenza si fa riferimento all'allegato A del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 pubblicato nel Supplemento ordinario della Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 242 del 14 ottobre 1993 e successive modificazioni.

Per i clienti situati in comuni al di sotto di 0 metri s.l.m., si utilizza il coefficiente M corrispondente a 0 metri s.l.m..

Per i clienti situati in comuni appartenenti alla zona climatica F e al di sopra di 1.500 metri s.l.m., si utilizza il coefficiente M corrispondente a 1.500 metri s.l.m..

Per i clienti situati in comuni appartenenti alla zona climatica F e con numero di GG superiore a 5.000, si utilizza il coefficiente M corrispondente a 5.000.

Tabella 1 Coefficienti di calcolo del costo di gestione della distribuzione

a_0	35.700
a_1	1,0512
a_2	0,2085
cnc_d	0,007

Tabella 2 Coefficienti di calcolo del costo di capitale della distribuzione

h_0	114.900
h_1 (zona altimetrica: montagna)	0,6521
h_1 (zone altimetrica: collina)	0,6449
h_1(zona altimetrica: pianura)	0,6377
h_2	0,1110
h_3 (gas naturale)	161.700
h_3(altri gas)	989.500
h_4	1,519

Tabella 3 Fasce di consumo espresse in MJ: i limiti minimo e massimo rappresentano gli estremi delle fasce di consumo

Numero di fascia	Minimo della fascia	Massimo della fascia
1	1	4.000
2	4.001	10.000
3	10.001	20.000
4	20.001	30.000
5	30.001	40.000
6	40.001	60.000
7	60.001	100.000
8	100.001	200.000
9	200.001	400.000
10	400.001	1.000.000
11	1.000.001	2.000.000
12	2.000.001	3.000.000
13	3.000.001	4.000.000
14	4.000.001	6.000.000
15	6.000.001	8.000.000
16	8.000.001	12.000.000
17	12.000.001	20.000.000
18	20.000.001	40.000.000
19	40.000.001	160.000.000
20	160.000.001	infinito

Tabella 4 Gas naturale – Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica B

Altitudine	GG			
metri	**601**	**700**	**800**	**900**
0	1,01	1,02	1,02	1,02
100	1,00	1,01	1,01	1,01
200	0,99	1,00	1,00	1,00
300	0,98	0,99	0,99	0,99
400	0,97	0,98	0,98	0,98
500	0,95	0,96	0,96	0,96

Tabella 5 Gas naturale – Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica C

Altitudine	GG					
metri	**901**	**1000**	**1100**	**1200**	**1300**	**1400**
0	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03
100	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02
200	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01
300	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00
400	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99
500	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97
600	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96
700	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95
800	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94

Tabella 6 Gas naturale – Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica D

Altitudine	GG							
metri	1401	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100
0	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
100	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03
200	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02
300	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01
400	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00
500	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98
600	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97
700	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96
800	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95
900	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94
1000	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93

Tabella 7 Gas naturale - Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica E

Altitudine	GG									
metri	**2101**	**2200**	**2300**	**2400**	**2500**	**2600**	**2700**	**2800**	**2900**	**3000**
0	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
100	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
200	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
300	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
400	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
500	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
600	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
700	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
800	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
900	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
1000	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
1100	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
1200	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92

Tabella 8 Gas naturale – Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica F

Altitudine	GG																				
metri	**3001**	**3100**	**3200**	**3300**	**3400**	**3500**	**3600**	**3700**	**3800**	**3900**	**4000**	**4100**	**4200**	**4300**	**4400**	**4500**	**4600**	**4700**	**4800**	**4900**	**5000**
200	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06
300	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
400	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
500	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02
600	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01
700	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00
800	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99
900	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98
1000	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1100	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
1200	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94
1300	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93
1400	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92
1500	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,91	0,91	0,91	0,91

Tabella 9 Gas Gpl – Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica B

Altitudine	GG			
metri	**601**	**700**	**800**	**900**
0	1,02	1,03	1,03	1,03
100	1,01	1,02	1,02	1,02
200	1,00	1,01	1,01	1,01
300	0,99	1,00	1,00	1,00
400	0,98	0,99	0,99	0,99
500	0,96	0,97	0,97	0,97

Tabella 10 Gas Gpl – Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica C

Altitudine	GG					
metri	**901**	**1000**	**1100**	**1200**	**1300**	**1400**
0	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
100	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03
200	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02
300	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01
400	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00
500	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98
600	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97
700	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96
800	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95

Tabella 11 Gas Gpl – Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica D

Altitudine	GG							
metri	**1401**	**1500**	**1600**	**1700**	**1800**	**1900**	**2000**	**2100**
0	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05
100	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
200	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03
300	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02
400	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01
500	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99
600	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98
700	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97
800	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96
900	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95
1000	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94

Tabella 12 Gas Gpl– Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica E

Altitudine	GG									
metri	**2101**	**2200**	**2300**	**2400**	**2500**	**2600**	**2700**	**2800**	**2900**	**3000**
0	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
100	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
200	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
300	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
400	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
500	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1	1	1	1	1
600	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
700	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
800	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
900	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1000	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
1100	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
1200	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93

Tabella 13 Gas Gpl – Coefficiente M al variare dell'altitudine e dei GG: zona climatica F

Altitudine	GG																				
metri	3001	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	3800	3900	4000	4100	4200	4300	4400	4500	4600	4700	4800	4900	5000
200	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07
300	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06
400	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
500	1	1	1	1	1	1	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03
600	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1	1	1	1	1	1	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02
700	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1	1	1	1	1	1,01	1,01	1,01	1,01
800	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1	1	1	1
900	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99
1000	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98
1100	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1200	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
1300	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94
1400	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93
1500	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92

00A16019

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Definizione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato per l'anno 2001. (Deliberazione n. 238/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000,

- Premesso che:

- l'articolo 5, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto n. 79/99) prevede che entro l'1 gennaio 2001 l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari offerti è determinato secondo il dispacciamento di merito economico;
- l'articolo 5, comma 2, del medesimo decreto n. 79/99 prevede inoltre che, dalla data in cui viene applicato il dispacciamento di merito economico di cui al precedente alinea, il Gestore del mercato assume la gestione delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica e di tutti i servizi connessi;
- l'articolo 4, comma 6, del medesimo decreto n. 79/99 prevede che l'Acquirente unico, sulla base di direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) stipula contratti di vendita con i distributori elettrici a condizioni non discriminatorie, anche al fine di consentire l'applicazione della tariffa unica ai clienti vincolati, nel contempo assicurando l'equilibrio del proprio bilancio;
- l'articolo 4, comma 5, del medesimo decreto n. 79/99 prevede tra l'altro che l'Acquirente unico stipuli contratti di fornitura con procedure di acquisto trasparenti e non discriminatorie;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99, recante la definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 205/99)

fissa i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso da applicare alle cessioni di energia elettrica alle imprese distributrici per le forniture ai clienti del mercato vincolato;

- la determinazione dei prezzi all'ingrosso di cui al precedente alinea è stata adottata in via transitoria, in attesa dell'assunzione da parte dell'Acquirente unico della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato nonché della entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto n. 79/99;
- la determinazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi della deliberazione n. 205/99 costituiscono il primo stadio di un processo da cui risulteranno prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica efficienti, allorché la raggiunta operatività del sistema delle offerte di acquisto e vendita dell'energia elettrica e dell'Acquirente unico consentiranno il pieno dispiegarsi degli effetti della concorrenza nella produzione di energia elettrica in termini di riduzione dei prezzi;
- l'articolo 2, comma 2.1, lettera a) della deliberazione n. 205/99 stabilisce che la componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica è differenziata per le fasce orarie F1, F2, F3 ed F4;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (di seguito: decreto 26 gennaio 2000) prevede tra l'altro la reintegrazione, per un periodo di sette anni a partire dal giorno 1 gennaio 2000, alle imprese che alla data del 19 febbraio 1997 svolgevano il servizio di distribuzione producendo in proprio, in tutto o in parte, l'energia elettrica distribuita, della quota dei costi di generazione non recuperabili a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE;
- l'articolo 2, comma 2.1, della deliberazione dell'Autorità 26 luglio 2000, n. 131/00, recante definizione di modalità per l'ammissione alla reintegrazione di costi di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a) del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, prevede che i soggetti aventi diritto alla reintegrazione dei costi di cui all'articolo 3, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000 presentino all'Autorità, entro sessanta giorni dalla data di pubblicazione della medesima deliberazione apposita domanda di ammissione;
- la nota informativa approvata dall'Autorità in data 3 agosto 2000 con deliberazione n. 136/00 in materia di oneri generali afferenti al sistema elettrico, definisce i criteri per la determinazione dei parametri rilevanti ai fini della quantificazione dei costi di cui all'articolo 3, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000;
- nella nota informativa approvata dall'Autorità in data 3 agosto 2000 con deliberazione n. 137/00 recante osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'attuazione del sistema delle offerte di acquisto e vendita dell'energia elettrica di cui all'articolo 5, comma 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, l'Autorità propone che l'Acquirente unico debba ricorrere alla borsa per

l'approvvigionamento di tutta l'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;

- Premesso altresì che:

- l'articolo 12 della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99 recante norme per la regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 204/99) fissa, tra l'altro, le tariffe per le forniture in bassa tensione per gli usi domestici da applicare con decorrenza dall'1 gennaio 2000 e fino al 31 dicembre 2002 e che tali tariffe comprendono corrispettivi espressi in lire/kWh articolati per fasce di consumo anche a copertura dei costi fissi riconosciuti per l'attività di generazione di energia elettrica;
- gli articoli 7, comma 7.4, e 12 comma 12.6 della deliberazione n. 204/99 prevedono che l'Autorità pubblichi, prima dell'inizio di ciascun bimestre il valore del parametro PG;
- ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2000, n. 112/00, recante adozione di disposizioni in materia di tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per il secondo semestre dell'anno 2000 in attuazione e ad integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000 (di seguito: deliberazione n. 112/00), il parametro PG di cui all'articolo 7, comma 7.4, della deliberazione n. 204/99 è fissato pari a 49,6 lire/kWh e comprende unicamente una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica;
- l'articolo 2 della deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2000, n. 123/00 recante norme per l'aggiornamento delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 17 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, aggiornamento dei corrispettivi per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 205/99 e nuove disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale serie generale n. 186 del 10 agosto 2000 (di seguito: deliberazione n. 123/00), ha aggiornato, tra l'altro, i corrispettivi unitari delle tariffe per le forniture in bassa tensione per usi domestici per l'anno 2001.
- il Gestore del mercato non ha ancora assunto la gestione delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica e di tutti i servizi connessi in quanto il dispacciamento di merito economico non è al presente operante;
- l'Acquirente unico non ha ancora assunto la funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato e non potrà raggiungere la piena operatività, ai sensi

dell'Articolo 4, commi 4 e 5, del decreto legislativo n. 79/99, prima dell'1 gennaio 2002;

- Visti:

- la direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996;
- la legge n. 481/95, recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità, e in particolare l'articolo 2, commi 12 e 14, e l'articolo 3, comma 1, della medesima legge;
- il decreto legislativo n. 79/99;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (di seguito: decreto 26 gennaio 2000)

- Viste:

- la deliberazione dell'Autorità 8 giugno 1999, n.81/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 158 dell'8 luglio 1999, (di seguito: deliberazione n.81/99),
- la deliberazione n. 204/99;
- la deliberazione n. 205/99;
- la deliberazione dell'Autorità 27 gennaio 2000 n. 05/00, recante rettifica di errori materiali nelle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99 e n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 24 del 31 gennaio 2000;
- la deliberazione n. 112/00,
- la deliberazione n. 123/00;
- la nota informativa dell'Autorità sugli oneri generali afferenti al sistema elettrico del 3 agosto 2000, recante criteri per la determinazione dei parametri di cui all'articolo 5, commi 1 e 9, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, approvata dall'Autorità in data 3 agosto 2000 con deliberazione n. 136/00;

- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 232/00, recante norme per la definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2001, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale (di seguito: deliberazione n. 232/00);

- Considerato che:

- in assenza di regimi volti a garantire dell'equilibrio economico – finanziario delle imprese produttrici che alla data del 19 febbraio 1997 svolgevano il servizio di distribuzione producendo in proprio, in tutto o in parte, l'energia elettrica distribuita, al fine di assicurare la copertura dei costi riconosciuti l'Autorità ha fissato, con deliberazione n. 205/99, prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica per il mercato vincolato pari ai costi riconosciuti, determinati sulla base dei costi effettivi medi nazionali di generazione di energia elettrica relativi al 1997;
- la fissazione di prezzi pari ai costi riconosciuti, determinati sulla base dei costi effettivi medi nazionali di generazione di energia elettrica relativi al 1997, dà luogo ad inefficienze nella misura in cui tali costi si discostino dai prezzi che si determinerebbero attraverso un sistema delle offerte efficiente in un mercato concorrenziale e contendibile;
- l'operatività del meccanismo di copertura dei costi riconosciuti previsto dal decreto 26 gennaio 2000 rende possibile un ulteriore intervento transitorio finalizzato all'avvicinamento alle condizioni che si determinerebbero in un sistema delle offerte efficiente in un mercato concorrenziale e contendibile;
- l'Autorità, ai fini della deliberazione n. 81/99 in materia di aggiornamento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica e dei contributi riconosciuti alla nuova energia prodotta da impianti utilizzanti fonti rinnovabili e assimilate ai sensi degli articoli 20, comma 1 e 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ha proceduto a rilevazioni di mercato, avvalorate anche da dati forniti da qualificati produttori nazionali ed esteri del settore elettromeccanico, relative ai costi di investimento di un ciclo combinato a gas di nuova tecnologia che hanno indicato un costo fisso unitario di produzione sensibilmente inferiore al livello medio delle componenti del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica a copertura dei costi fissi, fissate nella deliberazione n. 205/99 con riferimento all'anno 2000;
- l'indagine condotta dall'Autorità sui costi di produzione di energia elettrica, di cui al precedente alinea, ha consentito di determinare le componenti di costo evitato per gli impianti utilizzanti fonti rinnovabili ed assimilate delle imprese produttrici-distributrici la cui nuova energia è soggetta al Titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP n 6/92, tra cui quella relativa al costo evitato di impianto che è risultata pari a 26,3 lire/kWh e 22,4 lire/kWh, rispettivamente per gli impianti entrati in esercizio nel biennio 1997-1998 e 1999-2000;
- il parametro PG di cui agli articoli 7, comma 7.4, e 12 comma 12.6 della deliberazione n. 204/99 rappresenta la stima della media bimestrale dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per il mercato vincolato;

- Ritenuto che:

- non essendo entrato in operatività il sistema delle offerte di acquisto e vendita dell'energia elettrica nei tempi previsti dal decreto n. 79/99 e, non avendo ancora l'Acquirente unico assunto la funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati, sia opportuno ridefinire i prezzi all'ingrosso di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per le forniture ai clienti del mercato vincolato in modo da avvicinarli ad un livello comparabile a quello che si determinerebbe in un sistema delle offerte di acquisto e vendita dell'energia elettrica all'ingrosso efficiente, quale quello previsto a partire dall'1 gennaio 2001 dalle disposizioni richiamate in premessa;
- sia opportuno che l'avvicinamento al livello compatibile con un sistema delle offerte di acquisto e vendita dell'energia elettrica all'ingrosso efficiente della componente dei prezzi all'ingrosso di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per le forniture ai clienti del mercato vincolato a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica avvenga con gradualità;
- sia pertanto opportuno procedere ad una riduzione del 20% della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica;
- sia opportuno mantenere una articolazione per fascia oraria della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica analoga a quella prevista all'articolo 2, comma 2.1, lettera a) della deliberazione n. 205/99;
- sia opportuno istituire un'ulteriore componente tariffaria A6 a carico sia dei clienti del mercato libero, sia dei clienti del mercato vincolato, al fine di assicurare la copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico relativi alla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica;
- sia opportuno istituire un conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico per la gestione del gettito della componente tariffaria A6 ai fini della reintegrazione alle imprese che alla data del 19 febbraio 1997 svolgevano il servizio di distribuzione producendo in proprio, in tutto o in parte, l'energia elettrica distribuita, della quota dei costi di generazione non recuperabili a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE;
- sia necessario aggiornare le componenti tariffarie per le forniture in bassa tensione per usi domestici a copertura dei costi fissi di generazione dell'energia elettrica.

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione, si applicano le seguenti definizioni:

a) per deliberazione n. 204/99 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, recante norme per la regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235;
b) per deliberazione n. 205/99 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 205/99, recante la definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235;
c) per deliberazione n. 123/00 si intende la deliberazione dell'Autorità, n. 123/00, recante norme per l'aggiornamento delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 17 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, aggiornamento dei corrispettivi per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 205/99 e nuove disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale serie generale n. 186 del 10 agosto 2000;
d) per deliberazione n. 232/00 si intende la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 232/00, recante norme per la definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2001, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale (di seguito: deliberazione n. 232/00);

Articolo 2
Aggiornamento del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso

Il valore della componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, di cui alla tabella 1 della deliberazione n. 205/99 è fissato come indicato nella tabella 1 allegata alla presente deliberazione.

Articolo 3
Aggiornamento delle componenti e degli elementi delle tariffe D2 e D3 e determinazione del parametro PG

3.1 La tabella 3 della deliberazione n. 123/00 è sostituita dalla tabella 2 allegata alla presente deliberazione.

3.2 Il parametro PG, di cui agli articolo 7, comma 7.4, e 12, comma 12.6, della deliberazione n. 204/99, è fissato pari alla somma di:

a) una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, pari a 39,7 lire/kWh;
b) una componente a copertura dei costi variabili di produzione di energia elettrica, non differenziata per fascia oraria, pari, in ciascun bimestre, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97

Articolo 4
Conti operanti presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico

4.1 E' istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico il seguente conto: "Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione "

4.2 Il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione viene utilizzato per il finanziamento dell'onere relativo alla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, come determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

4.3 Il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione viene alimentato dal gettito della componente A6 della tariffa elettrica.

4.4 Entro sessanta giorni dal termine di ciascun bimestre, ogni impresa distributrice versa alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, in relazione all'energia elettrica fornita nel bimestre ai clienti finali da essa serviti, il gettito della componente A6 della tariffa elettrica.

Articolo 5
Disposizioni finali

5.1 L'articolo 4, comma 4.1 della deliberazione n. 232/00 è modificato mediante sostituzione delle parole "di cui all'articolo 2, comma 2.1, della deliberazione n. 205/99" con le seguenti parole "di cui all'articolo 2, della deliberazione 28 dicembre 2000, n. 238/00"

5.2 La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001.

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

Tabella 1 - Prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso: componente a copertura dei costi fissi di generazione di energia elettrica

Fascia oraria	lire/kWh
F1	180,1
F2	72,4
F3	39,3
F4	0,0

Tabella 2 - Valori delle componenti τ1, τ2, τ3 delle tariffe D2 e D3

Componente τ3 della tariffa D2		
Scaglioni di consumo (kWh/anno)		componente τ3
da	a	lire/kWh
0	900	40,0
901	1800	77,0
1801	2640	136,0
2641	2700	288,9
2701	3540	288,9
3541	3600	251,9
3601	4440	251,9
	oltre 4440	136,0

Componenti τ1 e τ2 della tariffa D2	
componente τ1	componente τ2
lire/cliente per anno	lire/kW per anno
3600	12000

Componenti della tariffa D3		
componente τ1	componente τ2	componente τ3
lire/cliente per anno	lire/kW per anno	lire/kWh
40.000	34.000	136

00A16020

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Aggiornamento dei corrispettivi per il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica. (Deliberazione n. 239/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000,

- Premesso che:

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 febbraio 1999, n.13/99, recante norme per la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999 (di seguito: deliberazione n. 13/99) ha determinato, agli articoli 7 e 8, i corrispettivi di potenza e del corrispettivo per l'uso del sistema per la fornitura del servizio di vettoriamento;
- la deliberazione dell'Autorità 15 giugno 2000, n. 108/00, recante norme per l'adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, modificazioni degli articoli 1, 7 e 8 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e delle componenti tariffarie A ed UC di cui all'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, adozioni di disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000 (di seguito: deliberazione n. 108/00) ha modificato i corrispettivi di potenza e il corrispettivo per l'uso del sistema, di cui agli articoli 7 e 8 della deliberazione n. 13/99, per la fornitura del servizio di vettoriamento;
- la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2000, n. 123/00, recante norme per l'aggiornamento delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 17 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, aggiornamento dei corrispettivi per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 205/99 e nuove disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella

Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 186 del 10 agosto 2000, ha fissato i livelli, per l'anno 2001, delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe a copertura dei costi di trasmissione e di distribuzione.

- Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 19 febbraio 1999, n. 79/99;

- Viste:

- la deliberazione n. 13/99;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 1999, n. 202/99, recante la direttiva concernente la disciplina dei livelli generali di qualità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h) della legge 14 novembre, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 202/99);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99, recante norme per la regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 204/99);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99, recante norme per la definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, per l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e per la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 205/99);
- la deliberazione n. 108/00;
- la deliberazione n. 123/00;

- Considerato che:

- l'articolo 14, comma 1, della deliberazione n. 13/99 prevede che, a partire dall'anno 2000, l'Autorità aggiorni, a valere dall'1 gennaio di ogni anno, i corrispettivi per il servizio di vettoriamento, secondo i criteri previsti dall'articolo 2, commi 18 e 19, della legge 14 novembre 1995, n. 481/99;
- la deliberazione n. 123/00 ha aggiornato le componenti e gli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe dei clienti vincolati a copertura dei costi di trasmissione, di distribuzione e di vendita, secondo quanto disposto dall'articolo 17, comma 17.1, della deliberazione n. 204/99, e che lo stesso articolo e comma dispone che il valore

di ciascuna componente o elemento è ottenuto applicando al valore della stessa componente o elemento nell'anno precedente:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
e) con riferimento agli elementi $\rho_1(disMT)$, $\rho_1(disBT)$, $\rho_3(disMT)$, $\sigma_3(disMT)$ e alla componente σ_2, il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;

- per l'aggiornamento delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe dei clienti del mercato vincolato:

  a) il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti è stato fissato pari al 4%, secondo quanto disposto dall'articolo 17, comma 17.2, della deliberazione n. 204/99;

  b) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat, è stato fissato al livello della variazione registrata dall'indice generale dei prezzi al consumo dell'intera collettività, al netto dei prezzi del tabacco, nel periodo giugno 1999 – maggio 2000 rispetto ai dodici mesi precedenti, pari al 2,1%;

  c) si è ritenuto opportuno prevedere un aumento dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di continuità del servizio positivi, al netto delle penalità eventualmente dovute per recuperi negativi, pari a 50 miliardi di lire per l'anno 2001,

- la deliberazione n. 123/00 ha aggiornato i corrispettivi per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99, secondo criteri analoghi all'aggiornamento delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe a copertura dei costi di trasmissione;

- la deliberazione n. 123/00 ha istituito un apposito conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico allo scopo di permettere versamenti e prelievi in relazione ai riconoscimenti di costo e alle penalità previste dall'articolo 8, comma 8.5, della deliberazione n. 202/99 nel caso di recuperi di continuità del servizio rispettivamente positivi e negativi;

- il mancato aggiornamento dei corrispettivi per il servizio di vettoriamento determinerebbe una discriminazione nelle condizioni di accesso e di utilizzo delle reti di trasmissione e distribuzione tra clienti del mercato libero e clienti del mercato vincolato, da cui possono anche derivare distorsioni nella scelta, per i clienti finali che ne hanno la facoltà, tra l'approvvigionamento sul mercato libero e quello sul mercato vincolato.

- Ritenuto che sia necessario:

- aggiornare i corrispettivi per la fornitura del servizio di vettoriamento con l'obiettivo di renderli coerenti con i parametri dei vincoli tariffari intesi a copertura dei costi del trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e con le componenti dei corrispettivi di cessione alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato relative al trasporto dell'energia elettrica;
- utilizzare, nell'aggiornamento dei corrispettivi per la fornitura del servizio di vettoriamento, i medesimi criteri applicati per l'aggiornamento delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe per i clienti del mercato vincolato;
- prevedere versamenti al conto "Oneri per recuperi di continuità del servizio", istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione n. 123/00 anche per i corrispettivi per il servizio di vettoriamento sulle reti di media e di bassa tensione.

DELIBERA

Articolo 1

Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione, si applicano le seguenti definizioni:

a) deliberazione n. 13/99 é la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, recante norme per la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999;

b) deliberazione n. 108/00 é la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 15 giugno 2000, n. 108/00, recante norme per l'adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, modificazione degli articoli 1, 7 e 8 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, e delle componenti tariffarie A ed UC di cui all'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, adozione di disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000;

c) deliberazione n. 123/00 é la deliberazione dell'Autorità recante norme per l'aggiornamento delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 17 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99,

aggiornamento dei corrispettivi per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 205/99 e nuove disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 186 del 10 agosto 2000.

Articolo 2

Modificazione dei corrispettivi di vettoriamento di cui agli articoli 7 e 8 della deliberazione n. 13/99.

2.1 La tabella 2 della deliberazione n. 13/99 è sostituita dalla tabella seguente:

Corrispettivi di potenza per il vettoriamento sulle linee di altissima e alta tensione				
	Fasce orarie			
	F1	F2	F3	F4
Corrispettivi (lire/kW/ora)	15,6	10,4	7,2	3,7

2.2 La tabella 3 della deliberazione n. 13/99 è sostituita dalla tabella seguente:

Corrispettivi di potenza per il vettoriamento sulle linee di media e bassa tensione per km di distanza (lire/kW/ora)	
Bassa tensione	47,1
Media tensione	0,72

2.3 La tabella 4 della deliberazione n. 13/99 è sostituita dalla tabella seguente:

Corrispettivi di potenza per le trasformazioni di tensione (lire/kW/ora)	
Da alta o altissima a media tensione o viceversa	2,5
Da media a bassa tensione o viceversa	9,2

2.4 La tabella 5 della deliberazione n. 13/99 è sostituita dalla tabella seguente:

Corrispettivi per l'uso del sistema	
Servizi dinamici (lire/kW potenza nominale/anno)	2.600
Regolazione di tensione (lire/kW impegnato/ora)	0,29
Dispacciamento (lire/kW impegnato/ora)	0,30
Misura – altissima tensione (lire/anno)	11.471.000
Misura – alta tensione (lire/anno)	11.471.000
Misura – media tensione (lire/anno)	1.176.000
Misura – bassa tensione (lire/anno)	151.000
Riserva di potenza (lire/kW/anno)	13.200

Articolo 3

Disposizioni per il conto Oneri per recuperi di continuità del servizio

3.1 Entro sessanta giorni dal termine di ciascun bimestre per l'anno 2001, il gestore contraente versa alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, in relazione all'energia elettrica vettoriata nel bimestre, gli importi determinati sulla base dei corrispettivi unitari indicati nella tabella 1 allegata alla presente proposta di delibera.

3.2 Gli importi determinati sulla base del precedente comma confluiscono nel conto "Oneri per recuperi di continuità del servizio", istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1 della deliberazione n. 123/00.

3.3 La Cassa conguaglio per il settore elettrico definisce le modalità operative in base alle quali gli esercenti provvedono ai versamenti sul conto "Oneri per recuperi di continuità del servizio"

Articolo 3

Disposizioni finali

La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001

Tabella 1 – Corrispettivi unitari per la determinazione degli ammontari da versare sul conto "Oneri per recuperi di continuità del servizio"

Corrispettivi di potenza per il vettoriamento sulle linee di media e bassa tensione per km di distanza (lire/kW/ora)	
Bassa tensione	0,34
Media tensione	0,01
Corrispettivi di potenza per le trasformazioni di tensione (lire/kW/ora)	
Da alta/altissima a media tensione o viceversa	0,02
Da media a bassa tensione o viceversa	0,07

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

00A16021

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Disposizioni in materia di misura e di riconciliazione dell'energia elettrica ad integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99. (Deliberazione n. 240/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000,

- Premesso che:

- la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, introdotta dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 febbraio 1999, n. 13/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999, come successivamente integrata e modificata, (di seguito: deliberazione n. 13/99) prevede, all'articolo 10 della medesima deliberazione, che per la determinazione della riconciliazione dell'energia elettrica vettoriata si confrontino, per ciascuna ora fissa, l'energia elettrica immessa nei punti di consegna, al netto dei pedaggi in energia a copertura delle perdite, e l'energia elettrica prelevata nei punti di riconsegna;
- l'articolo 6, comma 6.2, della deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2000, n. 119/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 187 dell'11 agosto 2000 (di seguito: deliberazione n. 119/00) prevede che i complessi di misura devono consentire almeno la rilevazione e la registrazione per ciascuna ora della potenza e dell'energia elettrica attiva e reattiva immessa e prelevata rispettivamente nei punti di consegna e di riconsegna;
- il Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: Gestore della rete) ha informato l'Autorità con nota in data 20 aprile 2000 (prot. Autorità n. 006496) che presso i punti di riconsegna di energia elettrica interessati da contratti di vettoriamento e per i quali il Gestore medesimo è gestore contraente sono installati misuratori idonei a contabilizzare l'energia elettrica vettoriata secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 13/99;
- con lettera in data 7 aprile 2000 (prot. n. 4734) l'Enel distribuzione Spa ha informato l'Autorità che a metà marzo 2000, a fronte dei circa 1.500 punti di riconsegna, oggetto di contratti di vettoriamento, solo 250 di essi erano provvisti dei nuovi gruppi di misura elettronici statici, che per i restanti punti solo la maggior parte di quelli in alta tensione erano dotati di complessi di misura idonei alla rilevazione delle potenze orarie e che il processo di installazione dei gruppi di

misura idonei presso gli altri punti di riconsegna sarebbe stato portato a regime entro il mese di giugno 2000;

- con delibera 3 agosto 2000, n. 139/00 (di seguito: delibera n. 139/00), l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per la verifica dello stato di attuazione degli interventi di adeguamento e rinnovo dei complessi di misura dell'energia elettrica ai fini dell'applicazione degli articoli 7 e 10 della deliberazione n.13/99, e degli articoli 4, comma 4.2, e 5, comma 5.2, lettere a) e b), della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 205/99);
- l'istruttoria conoscitiva di cui al precedente alinea non è stata ancora chiusa;

- Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481,
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);

- Visti:

- la deliberazione n. 13/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999 n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 204/99);
- la deliberazione n. 205/99;
- la deliberazione dell'Autorità 15 giugno 2000, n. 108/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000 (di seguito: deliberazione n. 108/00);
- la deliberazione n. 119/00;
- la deliberazione n. 139/00;
- la deliberazione 29 dicembre 2000, n. 238/00 (di seguito: deliberazione n. 238/00);

- Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 6 della deliberazione n. 119/00 il gestore della rete in cui si trova un punto di riconsegna interessato da un contratto di vettoriamento è responsabile dell'installazione e del corretto funzionamento del misuratore, nonché della rilevazione delle misure in tale punto;
- dalla documentazione acquisita dall'Autorità nell'ambito dell'istruttoria avviata con la delibera n. 139/00 emerge che gli attuali misuratori installati presso i punti di riconsegna non localizzati sulla rete di trasmissione nazionale non sono in tutti i casi idonei alla rilevazione oraria dell'energia elettrica prelevata ma consentono solo la misura dell'energia per ciascuna fascia oraria ed in alcuni casi, tipicamente per i

punti di riconsegna in bassa tensione, solamente la rilevazione dell'energia complessivamente prelevata;

- l'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000 prevede che fino all'entrata in funzione del sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, il gestore della rete di trasmissione nazionale cede l'energia elettrica acquisita ai sensi dell'articolo 2 del medesimo decreto mediante procedure concorsuali disciplinate dall'Autorità;
- l'articolo 4, comma 3, del decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000 prevede che alle procedure concorsuali di cui al precedente alinea possono partecipare i clienti idonei inclusi nell'elenco di cui all'articolo 2 della deliberazione dell'Autorità 30 giugno 1999, n. 91/99, nonché l'acquirente unico a partire dalla data di assunzione della funzione di garante della fornitura per i clienti vincolati;
- nel corso del 2001, per effetto del decreto di cui al precedente alinea, aumenterà considerevolmente il numero dei punti di riconsegna dell'energia elettrica in conseguenza dell'incremento dell'energia elettrica disponibile per il mercato dei clienti idonei;
- i coefficienti di scambio di cui alle tabelle 10, 11 e 12 della deliberazione n. 13/99 riflettono il valore dell'energia elettrica nelle varie fasce orarie;
- il mancato aggiornamento dei coefficienti di scambio di cui al precedente alinea determinerebbe una disparità di trattamento tra i clienti del mercato libero e quelli del mercato vincolato quanto al valore dell'energia destinata alle due tipologie di clienti, da cui possono anche derivare distorsioni nella scelta, per i clienti finali che ne hanno la facoltà, tra l'approvvigionamento sul mercato libero e quello sul mercato vincolato;

- Ritenuto che:

- sia opportuno riconoscere agli utenti delle reti con obbligo di connessione di terzi nella cui disponibilità si trovi un punto di riconsegna dell'energia elettrica vettoriata ai sensi della deliberazione n. 13/99 la facoltà di provvedere all'approvvigionamento delle apparecchiature di misura nei casi in cui il gestore della rete sulla quale è situato il medesimo punto di riconsegna non abbia provveduto nei tempi previsti;
- sia necessario, nei casi in cui non sia attivo un misuratore idoneo, definire un criterio per la ricostruzione convenzionale delle misure su base oraria nei punti di riconsegna dell'energia elettrica vettoriata;
- per i punti di riconsegna dotati dei misuratori idonei, sia opportuno riconoscere al soggetto richiedente del contratto di vettoriamento la facoltà di scegliere, per l'anno 2000, l'applicazione, in alternativa alla misura effettivamente rilevata su base oraria nei punti di riconsegna, del suddetto criterio di ricostruzione convenzionale delle misure;
- sia necessario aggiornare i coefficienti di scambio di cui alle tabelle 10, 11 e 12 della deliberazione n. 13/99 per tenere conto della sopravvenuta determinazione dei

prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso articolati per fasce orarie in seguito alla emanazione della deliberazione n. 238/00;

DELIBERA

Titolo I: Disposizioni generali

Articolo 1
Definizioni

Ai fini della presente deliberazione si applicano le definizioni contenute nell'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 15 giugno 2000, n. 108/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000, integrate come segue:

a) "Autorità" è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
b) "deliberazione n. 13/99" è la deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 1999 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999;
c) "deliberazione n. 52/00" è la deliberazione dell'Autorità 9 marzo 2000, n. 52/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 68 del 22 marzo 2000;
d) "deliberazione n. 119/00" è la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2000, n. 119/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 187 dell'11 agosto 2000;
e) "deliberazione n. 204/99" è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999 n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235;
f) "Gestore della rete" è la società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa;
g) "misura" sono i dati e le informazioni risultanti dalle rilevazioni di un misuratore;
h) "misura dell'energia elettrica" è la misura dell'energia elettrica attiva e reattiva;
i) "misuratore" è un dispositivo per la rilevazione di grandezze elettriche;
j) "misuratore idoneo" è il misuratore che soddisfa, al momento della sua installazione, i requisiti di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 119/00, nonché quelli di cui al successivo articolo 3;
k) "punto di misura" dell'energia elettrica è il punto di una rete con obbligo di connessione di terzi o di una rete interna d'utenza dove viene resa disponibile la misura dell'energia elettrica;
l) "Rete" è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999 e successive modificazioni e integrazioni.

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Le disposizioni contenute nella presente deliberazione in materia di misura dell'energia elettrica si applicano, nei casi in cui la medesima misura sia necessaria alla contabilizzazione dell'energia elettrica prelevata nei punti di riconsegna situati sulle reti con obbligo di connessione di terzi e interessati da

contratti di vettoriamento ai sensi della deliberazione n. 13/99, a tutte le apparecchiature di misura situate:

a) nei siti di connessione, diretta e indiretta, alla Rete;
b) nei punti interni alle reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla Rete;
c) nei punti interni alle reti interne d'utenza dove viene resa disponibile la misura dell'energia elettrica.

2.2 Sono tenuti al rispetto delle disposizioni contenute nella presente deliberazione i gestori delle reti.

Titolo II: Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica

Articolo 3
Direttiva in materia di approvvigionamento, installazione e attivazione delle apparecchiature di misura

3.1 Il gestore della rete in cui sono situati punti di riconsegna interessati da contratti di vettoriamento dell'energia elettrica in essere dichiara, sotto la propria responsabilità, al Gestore della rete l'idoneità dei misuratori installati nei relativi punti di misura e la loro conformità alla disciplina del servizio di vettoriamento di cui alla deliberazione n. 13/99.

3.2 Qualora, in corrispondenza di un punto di riconsegna, relativo ad un contratto di vettoriamento perfezionato anteriormente alla data dell'1 gennaio 2001 o ad una richiesta presentata anteriormente a tale data ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 13/99, non sia attivo, alla medesima data, un misuratore idoneo di energia elettrica, il gestore della rete in cui è situato il suddetto punto di riconsegna provvede all'approvvigionamento, all'installazione ed all'attivazione del suddetto misuratore idoneo entro trenta giorni decorrenti dalla medesima data.

3.3 Per le richieste di vettoriamento presentate ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 13/99 in data successiva all'1 gennaio 2001, il termine di cui al precedente comma 3.2 decorre dalla data di presentazione della richiesta.

3.4 Il termine di cui al precedente comma 3.2 è prorogato, per una sola volta, di ulteriori trenta giorni, nel caso in cui il gestore della rete presenti all'Autorità motivata istanza in tal senso fondata sulla evidenza di obiettive e circostanziate difficoltà nell'approvvigionamento, nell'installazione ed attivazione, entro i termini prescritti, dei misuratori idonei. Con riferimento ai punti di riconsegna a tensione nominale superiore a 1 kV, tale istanza non può essere presentata qualora il numero delle utenze per le quali è richiesta la proroga sia inferiore al 5 % del numero di utenze della rete di competenza del medesimo gestore a tensione nominale superiore a 1 kV A pena di irricevibilità, l'istanza deve essere corredata dell'identificazione delle utenze per le quali si richiede la proroga del termine.

3.5 Nei casi in cui un utente abbia esercitato i diritti di cui al successivo articolo 4, comma 4.2, con riferimento ad un punto di riconsegna, il gestore della rete in cui è situato tale punto di riconsegna provvede all'installazione ed all'attivazione del

misuratore idoneo dell'energia elettrica, entro sette giorni lavorativi dalla data in cui detto misuratore viene reso disponibile dall'utente presso gli impianti del punto di riconsegna.

3.6 Qualora alla scadenza del termine di cui al precedente comma 3.5 non abbia completato le attività di cui al medesimo comma in relazione ad un punto di riconsegna, il gestore della rete provvede a porre in atto, entro 5 giorni lavorativi dalla medesima scadenza, tutte le azioni, sulla rete e sugli impianti dell'utenza, necessarie a rendere possibile l'intervento di installazione e attivazione del misuratore da parte dell'utente e a garantire, sotto la responsabilità del medesimo gestore, che tale intervento avvenga nel rispetto delle condizioni di sicurezza fisica delle persone e delle cose.

3.7 I misuratori idonei devono soddisfare i seguenti requisiti funzionali minimi:

a) classe di precisione del misuratore di energia elettrica attiva pari a 1;
b) idoneità alla telelettura ed acquisizione dati giornaliera;
c) idoneità alla sincronizzazione temporale con un unico riferimento;
d) periodo di integrazione delle misure dell'energia elettrica attiva e reattiva pari a 15 minuti.

3.8 Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente deliberazione i gestori delle reti comunicano all'Autorità eventuali requisiti funzionali ulteriori rispetto a quelli di cui al precedente comma 3.7.

3.9 I requisiti funzionali di cui al precedente comma 3.8 devono essere tali da consentire a qualunque soggetto terzo l'approvvigionamento in proprio dei misuratori idonei e tali da non dar luogo a condizioni di esclusività nella fornitura dei misuratori medesimi.

3.10 Sulla base delle comunicazioni di cui al precedente comma 3.8 l'Autorità si riserva di emettere specifiche tecniche ad integrazione dei requisiti di cui al precedente comma 3.7.

3.11 Nei casi in cui un utente provveda all'approvvigionamento del misuratore in un punto di riconsegna ai sensi del successivo articolo 4, comma 4.2, il gestore della rete su cui il medesimo punto è situato è tenuto a rilevare la proprietà del misuratore e a riconoscere all'utente la somma di lire 5.000.000 per punto di misura. Nei casi in cui un utente provveda anche all'installazione del misuratore in un punto di riconsegna ai sensi del successivo articolo 4, comma 4.3, il gestore della rete su cui il medesimo punto è situato è tenuto a riconoscere all'utente un'ulteriore somma di lire 5.000.000 per punto di misura.

3.12 La somma di cui al precedente comma 3.11, secondo periodo, è ridotta a lire 1.000.000 per i punti di riconsegna in bassa tensione.

Articolo 4
Diritti relativi all'approvvigionamento e all'installazione dei misuratori idonei

4.1 Acquisiscono i diritti di cui al presente articolo:

a) gli utenti della Rete;

b) gli utenti delle reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla Rete;
c) coloro che abbiano la disponibilità delle apparecchiature di misura installate presso impianti dei soggetti di cui alle precedenti lettere a) e b).

4.2 Qualora alla scadenza del termine di cui al precedente articolo 3, commi 3.2 e 3.3, come eventualmente prorogato ai sensi del comma 3.4 del medesimo articolo, il gestore della rete non abbia completato gli adempimenti di cui al medesimo comma 3.2 in relazione ad un punto di riconsegna l'utente acquisisce il diritto all'approvvigionamento in proprio del misuratore idoneo.

4.3 Qualora alla scadenza del termine di cui al precedente articolo 3, comma 3.5, il gestore della rete non abbia provveduto all'installazione ed all'attivazione del misuratore idoneo in un punto di riconsegna, l'utente interessato acquisisce il diritto ad installare a propria cura e spese il misuratore idoneo dell'energia elettrica approvvigionato in proprio secondo quanto previsto al precedente comma 4.2.

Titolo III: Disposizioni in materia di riconciliazione dell'energia elettrica vettoriata

Articolo 5

Ricostruzione della potenza elettrica su base oraria ai fini del calcolo della riconciliazione dell'energia elettrica vettoriata e dei superi di potenza

5.1 Le disposizioni di cui ai successivi commi 5.2, 5.3 e 5.4 si applicano ai punti di riconsegna non dotati di misuratore idoneo a partire dall'1 gennaio 2000.

5.2 La potenza elettrica prelevata in ogni ora in ciascun punto di riconsegna, relativamente al quale sia disponibile la misura dell'energia elettrica prelevata in ciascuna fascia oraria su base mensile, è convenzionalmente pari, con riferimento al medesimo punto di riconsegna, al prodotto tra la potenza elettrica impegnata nell'ora e il rapporto tra l'energia elettrica prelevata nel mese nella fascia oraria a cui la medesima ora appartiene e la massima energia elettrica prelevabile nella medesima fascia oraria del mese senza eccedere in alcun momento il limite della potenza impegnata. Ai fini del calcolo di cui al presente comma, nelle ore interessate dai disservizi di rete o dagli interventi di manutenzione programmata di cui all'articolo 7, comma 7.2, della deliberazione n. 119/00, la potenza impegnata viene ridotta in conseguenza del verificarsi dei medesimi eventi.

5.3 La potenza elettrica prelevata in ogni ora in ciascun punto di riconsegna, relativamente al quale sia disponibile esclusivamente la misura dell'energia elettrica complessivamente prelevata su base mensile, è determinata mediante:

a) la ripartizione dell'energia elettrica complessivamente prelevata nel mese tra le diverse fasce orarie in proporzione ai valori percentuali definiti nella tabella di seguito riportata;

	Tipologie di utenza di cui alla deliberazione n. 204/99				
Fasce orarie	**Articolo 2, lettera a)**	**Articolo 2, lettere c) e d)**	**Articolo 2, lettere b) ed e)**	**Articolo 2, lettere f) e g)**	**Articolo 2, lettere h) e i)**
F1	7.2%	10.0%	6.4%	8.4%	6.3%
F2	23.8%	30.4%	9.7%	30.0%	22.7%
F3	14.3%	16.3%	5.0%	18.1%	14.8%
F4	54.7%	43.3%	78.9%	43.5%	56.2%

b) l'applicazione del disposto del precedente comma 5.2 utilizzando l'energia elettrica prelevata nel mese in ciascuna fascia oraria, determinata ai sensi della precedente lettera a).

5.4 Limitatamente alle ore dell'anno 2000, nel caso in cui un punto di riconsegna sia dotato di un misuratore idoneo è data facoltà al richiedente di scegliere, in alternativa alla rilevazione oraria risultante dal suddetto misuratore, la determinazione della potenza elettrica oraria prelevata mediante l'applicazione del disposto di cui al precedente comma 5.2 a valere per tutto l'anno. Il richiedente esercita la facoltà di cui al presente comma, a pena di decadenza, mediante comunicazione scritta al gestore contraente e al Gestore della rete entro e non oltre 15 giorni dalla data di entrata in vigore della presente deliberazione.

5.5 A partire dall'1 gennaio 2001 la potenza elettrica prelevata determinata in applicazione delle disposizioni di cui ai precedenti commi 5.2 e 5.3 viene maggiorata del 2 % a titolo di riconciliazione forfetaria. Trascorsi novanta giorni dall'1 gennaio 2001 ovvero dalla data di presentazione della richiesta di vettoriamento, rispettivamente per i casi di cui al precedente articolo 3, commi 3.2 e 3.3, tale maggiorazione è aumentata:

a) del 3 % per la potenza elettrica prelevata determinata in applicazione delle disposizioni di cui al precedente comma 5.2 nei punti di riconsegna a tensione nominale superiore a 1 kV;

b) dell'8 % per la potenza elettrica prelevata determinata in applicazione delle disposizioni di cui al precedente comma 5.3 nei punti di riconsegna a tensione nominale superiore a 1 kV

Articolo 6

Modificazione delle modalità e dei parametri di riconciliazione e scambio di cui all'articolo 10 della deliberazione n. 13/99

6.1 Per l'anno 2000 i parametri di scambio dell'energia elettrica all'interno della stessa fascia definiti dalle tabelle 10, 11 e 12 della deliberazione n. 13/99 sono fissati a 1.

6.2 A valere dall'1 gennaio 2001 la tabella 10 della deliberazione n. 13/99 è sostituita dalla tabella di seguito riportata:

Fascia oraria di consegna	Fascia oraria di riconsegna			
	F1	**F2**	**F3**	**F4**
F1	0.90	1.49	1.86	2.66
F2	0.54	0.90	1.13	1.61
F3	0.43	0.72	0.90	1.28
F4	0.30	0.50	0.63	0.90

6.3 A valere dall'1 gennaio 2001 la tabella 11 della deliberazione n. 13/99 è sostituita dalla tabella di seguito riportata:

Fascia oraria di consegna	Fascia oraria di riconsegna			
	F1	**F2**	**F3**	**F4**
F1	0.98	1.62	2.03	2.90
F2	0.59	0.98	1.23	1 75
F3	0.47	0.78	0.98	1.40
F4	0.33	0.55	0.69	0.98

6.4 A valere dall'1 gennaio 2001 la tabella 12 della deliberazione n. 13/99 è sostituita dalla tabella di seguito riportata:

Fascia oraria di consegna	Fascia oraria di riconsegna			
	F1	**F2**	**F3**	**F4**
F1	0.95	1.57	1.97	2.81
F2	0.57	0.95	1.19	1.70
F3	0.46	0.76	0.95	1.36
F4	0.32	0.53	0.67	0.95

6.5 All'articolo 10, comma 10.2, lettera b), primo periodo, della deliberazione n. 13/99, la parola "nove" è sostituita dalla parola "sei"

Articolo 7

Modificazione degli articoli 9, 10 e 11 della deliberazione n. 119/00

7.1 In deroga all'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione n. 119/00, nel caso in cui un punto di consegna interessato da un contratto di vettoriamento sia interessato anche da altri contratti di vettoriamento:

a) è data facoltà ai richiedenti di ciascun contratto di vettoriamento di comunicare anticipatamente con cadenza settimanale al gestore contraente, per tale punto di consegna e per ogni ora, la ripartizione dell'energia elettrica immessa tra i contratti di vettoriamento che interessano il medesimo punto di consegna ai fini della determinazione dei pedaggi a copertura delle perdite e della quantità di energia elettrica da sottoporre a riconciliazione;

b) il supero di potenza, di cui all'articolo 7, comma 7.5, della deliberazione n. 13/99, è determinato separatamente per ciascun contratto di vettoriamento che interessa il punto di consegna utilizzando, per ogni ora, la relativa potenza contrattualmente impegnata e la potenza consegnata attribuita al medesimo contratto mediante la ripartizione di cui alla lettera a) del presente comma.

7.2 In deroga all'articolo 9, comma 9.2, della deliberazione n. 119/00, nel caso in cui un punto di riconsegna interessato da un contratto di vettoriamento sia interessato anche da altri contratti di vettoriamento:

a) è data facoltà ai richiedenti di ciascun contratto di vettoriamento di comunicare anticipatamente con cadenza settimanale al gestore contraente, per tale punto di riconsegna e per ogni ora, la ripartizione dell'energia elettrica prelevata tra i contratti di vettoriamento che interessano il medesimo punto di riconsegna ai fini della determinazione della quantità di energia elettrica da sottoporre a riconciliazione;

b) il supero di potenza, di cui all'articolo 7, comma 7.5, della deliberazione n. 13/99, è determinato separatamente per ciascun contratto di vettoriamento che interessa il punto di riconsegna utilizzando, per ogni ora, la relativa potenza contrattualmente impegnata e la potenza riconsegnata attribuita al medesimo contratto mediante la ripartizione di cui alla lettera a) del presente comma.

7.3 A partire dall'1 gennaio 2001, in deroga all'articolo 10 della deliberazione n. 119/00, il Gestore della rete e i gestori delle reti di distribuzione effettuano le verifiche di compatibilità con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, relative alle richieste di modifica di contratti di vettoriamento in essere che non comportino, in alcuna ora, variazioni in aumento della potenza complessivamente impegnata in ciascun punto di consegna o riconsegna interessato, entro sette giorni dalla data di presentazione delle richieste stesse. Le modifiche sono efficaci a partire dal primo giorno del mese successivo a quello in cui le richieste sono risultate compatibili con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

7.4 All'articolo 11 della deliberazione n. 119/00, il comma 11.1 è sostituito dal seguente:

"La riconciliazione dell'energia elettrica consegnata e riconsegnata in esecuzione di un contratto di vettoriamento è determinata su base bimestrale con riferimento ai periodi che si concludono alle ore 24:00 dell'ultimo giorno dei mesi, rispettivamente, di febbraio, aprile, giugno, agosto, ottobre e dicembre secondo quanto previsto dall'articolo 10 della deliberazione n. 13/99 ed in base alle modalità applicative riportate nei commi seguenti."

Titolo III: Disposizioni finali

Articolo 8

Disposizioni finali

8.1 Per l'anno 2001 lo schema di contratto tipo di vettoriamento di cui all'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione n. 13/99, approvato dall'Autorità con la deliberazione n. 119/00, si applica anche, ove compatibile, per i vettoriamenti in cui uno o più punti di consegna o riconsegna non siano situati sul territorio nazionale.

8.2 La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001.

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

00A16022

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Disposizioni in materia di corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. (Deliberazione n. 241/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000,

- Premesso che:

- con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 17 luglio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 178 dell'1 agosto 2000 (di seguito decreto del Ministro dell'industria 17 luglio 2000), è stata emanata la concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: Gestore della rete) delle attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, di cui all'articolo 3, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n.79/99);
- l'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo n. 79/99, prevede che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) determina la misura del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale e che tale corrispettivo è tale da incentivare il Gestore della rete allo svolgimento delle attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica;
- le attività relative ai servizi di trasporto sulle reti di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica sono remunerate attraverso il gettito dei corrispettivi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale a carico delle imprese distributrici ai sensi della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 205/99), e dei corrispettivi per il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica di cui alla deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 1999, n. 13/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n.49 dell'1 marzo 1999 (di seguito: deliberazione n. 13/99);
- con deliberazione 3 dicembre 1999, n.180/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 286 del 6 dicembre 1999 (di seguito: deliberazione n.180/99), l'Autorità ha fissato, all'articolo 6, comma 6.1, il corrispettivo per la copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete a fronte dell'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione per l'anno 2000;

- con deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2000, n. 63/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 88 del 14 aprile 2000 (di seguito deliberazione n. 63/00), sono state adottate disposizioni in materia di finanziamento del Gestore della rete per l'anno 2000 e che, ai sensi dell'articolo 2 della medesima deliberazione, sono stati richiesti al Gestore della Rete il bilancio preconsuntivo relativo all'esercizio 1 gennaio 2000 – 31 dicembre 2000 ed il bilancio previsionale per l'esercizio 1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2001, nonché ogni altra documentazione utile al fine di quantificare le risorse finanziarie necessarie allo svolgimento delle attività di competenza del Gestore in detti esercizi;
- con nota in data 5 aprile 2000, indirizzata al Gestore della rete, prot. PR/M00/559, (di seguito: nota 5 aprile 2000) l'Autorità osserva che la normativa al momento vigente non frappone impedimenti all'utilizzo da parte del medesimo Gestore della capacità che si renda disponibile sulla rete di interconnessione con l'estero in modo non prevedibile e che risulta non allocabile o non allocata sulla base di quanto disposto dalle deliberazioni dell'Autorità 28 ottobre 1999, n. 162/99, 11 novembre 1999, n. 172/99, 3 dicembre 1999, n. 180/99, e 16 dicembre 1999, n. 182/99, al fine di importare energia elettrica acquisita dall'estero sulla base di contratti di brevissimo termine;
- con la stessa nota l'Autorità richiede al Gestore della rete di mantenere contabilità separata dei costi sostenuti per gli acquisti di energia elettrica dall'estero e dei ricavi derivanti dall'utilizzo della medesima energia in Italia;
- il Gestore della rete ha allocato, sulla base delle disposizioni contenute nella deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2000, n. 140/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 204 dell'1 settembre 2000 (di seguito: deliberazione n. 140/00), la quota di capacità sulla rete di interconnessione relativa ai mesi di ottobre, novembre e dicembre dell'anno 2000 resasi disponibile a seguito del potenziamento della rete di trasmissione nazionale e che da tale allocazione sono derivati dei proventi destinati dal Gestore della rete, per una quota pari al 50% dei medesimi, ai gestori delle reti di trasmissione dei paesi confinanti con l'Italia;

- Visti:
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo n. 79/99;

- Visti:
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 21 del 27 gennaio 2000;
- il decreto del Ministro dell'industria 17 luglio 2000;

- Viste:
- la deliberazione n. 13/99;
- la deliberazione n. 180/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 204/99);
- la deliberazione n. 205/99;
- la deliberazione n. 63/00;
- la deliberazione n. 140/00;

- Visti:
- la nota 5 aprile 2000;
- la nota dell'Autorità in data 28 novembre 2000, prot. PR/M00/2628 (di seguito: nota 28 novembre 2000);
- il documento del Gestore della rete recante Probabile 2000 e preliminare di budget 2001 in data 21 dicembre 2000 (di seguito: documento 21 dicembre 2000), trasmesso in allegato alla lettera del Gestore della rete in data 27 dicembre 2000, prot. AD/P/20000197;

- Considerato che il Gestore della rete, con lettere in data 21 luglio 2000, prot. AD/P/20000067 (prot. Autorità n.11264 del successivo 25 luglio), in data 19 dicembre 2000, prot. AD/P/20000187 (prot. Autorità n. 17149 del successivo 20 dicembre) e in data 27 dicembre 2000, prot. AD/P/20000197 (prot. Autorità n. 17395 del successivo 28 dicembre) ha trasmesso la documentazione di cui all'articolo 2 della deliberazione n. 63/00 e che da tale documentazione si ricavano elementi conoscitivi sufficienti alla determinazione della quota parte del corrispettivo di cui all'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo n. 79/99, destinata al finanziamento delle attività di trasmissione e di dispacciamento per l'anno 2001, tenuto conto del criterio dei costi riconosciuti per le attività di competenza;

- Considerato che:
  - per l'attività di importazione di energia elettrica dall'estero per l'anno 2000, il corrispettivo di cui all'articolo 6, comma 6.1, della deliberazione n.180/99 ha determinato un gettito pari a 25,5 miliardi di lire come risulta dal documento 21 dicembre 2000 e che, allo stato, non sono disponibili i dati relativi ai costi sostenuti dal Gestore della rete a fronte dell'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione per l'intero anno 2000;
  - anche per l'esercizio 2001, permane l'esigenza di prevedere modalità atte a garantire gli impegni contrattuali dell'attività di importazione di energia elettrica dall'estero;

- Considerato che con la nota 28 novembre 2000, l'Autorità ha precisato al Gestore della rete alcuni criteri rilevanti ai fini della definizione delle misure in materia di finanziamento del medesimo ed, in particolare:

  a) quanto alla destinazione dei proventi derivanti dall'allocazione della capacità sulla rete di interconnessione per i mesi di ottobre, novembre e dicembre dell'anno 2000 e dall'utilizzo da parte del medesimo Gestore della capacità che si renda disponibile, per l'anno 2000, sulla rete di interconnessione con l'estero in modo non prevedibile e che risulta non allocabile o non allocata sulla base di quanto disposto dalle deliberazioni dell'Autorità 28 ottobre 1999, n. 162/99, 11 novembre 1999, n. 172/99, 3 dicembre 1999, n. 180/99, e 16 dicembre 1999, n. 182/99, che l'ammontare delle somme dovute a tale titolo alla data dell'1 dicembre, sia introitato dal Gestore della rete;

b) quanto alle determinazioni connesse agli oneri per l'avvio delle attività delle società Acquirente unico Spa e Gestore del mercato elettrico Spa per l'anno 2001, che le stime di tali oneri vengano incluse con separata evidenza nella documentazione che il Gestore della rete deve trasmettere ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione n. 63/00;

- Ritenuto che:
  - il criterio di riconoscimento dei costi sostenuti dal Gestore della rete per le attività di trasmissione e di dispacciamento debba essere coerente con i criteri utilizzati ai fini della determinazione dei corrispettivi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale pagati dalle imprese distributrici ai sensi della deliberazione n. 205/99 e dei corrispettivi per il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica di cui alla deliberazione n. 13/99 e che, conseguentemente, la quota massima del corrispettivo di cui all'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo n. 79/99, destinata al finanziamento per l'anno 2001 delle attività di competenza del Gestore della rete, sia comunque non superiore all'equivalente di 0,6 lire per kWh consumato dai clienti finali;
  - sia opportuno riconoscere la quota massima di cui al precedente alinea al Gestore della rete anche al fine di coprire i maggiori costi da sostenere per l'avvio delle società Acquirente unico Spa e Gestore del mercato elettrico Spa, limitatamente al primo semestre 2001, come evidenziato dal documento 21 dicembre 2000;
  - sia opportuno rinviare a successivo provvedimento la destinazione del residuo di gestione relativo all'attività di importazione di energia elettrica dall'estero per l'anno 2000 derivante dal gettito generato dal versamento del corrispettivo di cui all'articolo 6, comma 6.1, della deliberazione n. 180/99, anche in funzione della definizione delle modalità di garanzia degli impegni contrattuali dell'attività di importazione di energia elettrica dall'estero per l'anno 2001,

DELIBERA

Articolo 1

Disposizioni in materia di corrispettivo di accesso ed uso alla rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

1 1 Per l'esercizio 1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2001, al Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, di cui all'articolo 3 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 è riconosciuta, a copertura dei costi riconosciuti per il proprio funzionamento:

a) in relazione all'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, una quota del corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99;

b) in relazione all'energia elettrica vettoriata, sino all'emanazione del provvedimento previsto dall'articolo 6, comma 6.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13, una quota del corrispettivo di potenza di cui all'articolo 7 della medesima deliberazione, relativo alla componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui all'articolo 6, comma 6.3, lettera e), della deliberazione stessa, nonché la componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei costi di dispacciamento di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera c), della medesima deliberazione.

1.2 La quota di cui al precedente comma 3.1, lettera b), viene versata dai soggetti di cui all'articolo 4, comma 4.3, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, entro trenta giorni dalla riscossione del corrispettivo di potenza di cui all'articolo 7 della medesima deliberazione, relativo alla componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui all'articolo 6, comma 6.3, lettera e), della deliberazione stessa, nonché dalla riscossione della componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei costi di dispacciamento di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera c), della medesima deliberazione.

1.3 Per l'anno 2001 le quote di cui al precedente comma 3.1, lettere a) e b) sono rispettivamente pari a 0,60 lire/kWh e 0,30 lire/kW/ora.

Articolo 2
Disposizioni finali

2.1 Entro il 31 gennaio 2001, il Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa trasmette all'Autorità per l'energia elettrica e il gas un documento recante evidenza dei costi dal medesimo sostenuti nell'anno 2000 a fronte dell'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione, nonché dei ricavi connessi al versamento del corrispettivo di cui all'articolo 6, comma 6.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 dicembre 1999, n. 180/99.

2.2 Con successivo provvedimento l'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce i criteri di efficienza economica di cui all'articolo 3, comma 10, secondo periodo, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79 al fine dell'adozione delle ulteriori determinazioni aventi ad oggetto il corrispettivo di cui al medesimo comma.

2.3 Con decorrenza dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento, la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 marzo 2000, n. 63/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 88 del 14 aprile 2000 è revocata.

2.4 La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001.

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

00A16023

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Disposizioni in materia di Codici di condotta commerciale. (Deliberazione n. 242/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000,
- Premesso che:
  - la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) del 29 dicembre 1999, n. 204/99, recante norme per la regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 204/99), prevede all'articolo 4, comma 4.1, che entro il 30 giugno 2000 gli esercenti, sentite le associazioni dei consumatori e degli utenti, sono tenuti a presentare, anche congiuntamente, all'Autorità un Codice di condotta commerciale recante norme di comportamento finalizzate a garantire la necessaria trasparenza e correttezza nell'offerta delle opzioni tariffarie base e speciali ai clienti del mercato vincolato;
  - ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 204/99, l'Autorità approva il Codice di condotta commerciale entro sessanta giorni dalla sua presentazione e, qualora la pronuncia non intervenga entro tale termine, il codice si intende approvato;
  - ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 204/99, risultano approvati 124 (centoventiquattro) Codici di condotta commerciale;
- Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481 e, in particolare, l'articolo 2, comma 12, lettera c);
- Vista la deliberazione n. 204/99 e, in particolare, l'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, l'articolo 5, l'articolo 13, comma 13.2 e l'articolo 18, comma 18.7;

- Considerato che:

  - il Codice di condotta commerciale rappresenta, ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 204/99, lo strumento idoneo a garantire la necessaria trasparenza e correttezza nell'offerta delle opzioni base e speciali ai clienti del mercato vincolato;
  - entro il 30 settembre 2000 i soggetti esercenti hanno presentato all'Autorità le opzioni tariffarie base e speciali che intendono offrire nell'anno 2001, ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4, della deliberazione n. 204/99;

- Ritenuto che sia opportuno evitare che si determinino disparità di trattamento tra i clienti del mercato vincolato serviti da diversi esercenti e pertanto introdurre un Codice di condotta commerciale definito dall'Autorità, con validità dall'1 gennaio 2001, per i soggetti esercenti ai cui clienti non è garantita trasparenza e correttezza nell'offerta delle opzioni tariffarie base e speciali;

DELIBERA

- I soggetti tenuti all'adozione di un Codice di condotta commerciale ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 204/99 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 29 dicembre 1999, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235, nel caso in cui non abbiano adempiuto all'obbligo di cui al comma 1 del medesimo articolo entro il 31 dicembre 2000, applicano, con decorrenza dall'1 gennaio 2001, il Codice di condotta commerciale di seguito riportato:

  "Disposizione generale
  Nell'offerta delle opzioni tariffarie base e speciali ai clienti del mercato vincolato l'esercente rispetta le disposizioni contenute negli articoli seguenti.

  Articolo 1
  L'esercente fornisce al cliente, prima della sottoscrizione del contratto ed in occasione della proposta di opzioni tariffarie e di loro eventuali modifiche, informazioni, documenti e il necessario supporto affinché il cliente sia posto in grado di scegliere la soluzione o le soluzioni più vantaggiose e di conoscere i contenuti del contratto da sottoscrivere e le garanzie previste nel presente codice di condotta commerciale.

  Articolo 2
  In occasione di campagne pubblicitarie, l'esercente individua e rende disponibili gli strumenti idonei a garantire al cliente informazioni complete per l'offerta di opzioni tariffarie, qualora il mezzo di comunicazione utilizzato non consenta di fornire tali informazioni direttamente.

Articolo 3
In occasione dell'offerta delle opzioni tariffarie base e speciali, l'esercente fornisce individualmente a tutti i clienti ai quali vengono offerte tali opzioni, compresi i nuovi clienti, stime comparative della spesa associata alle diverse opzioni che tengano conto delle caratteristiche di consumo proprie del cliente interessato.

Articolo 4
Quando l'esercente non ripropone tra le nuove opzioni tariffarie una tariffa corrispondente a quella applicata l'anno precedente, ne dà informazione al cliente con adeguato preavviso, indicando in termini comparativi la tariffa più conveniente in base ai dati di consumo del cliente nel corso degli ultimi dodici mesi.

Articolo 5
L'esercente fornisce ai clienti informazioni sull'uso efficiente dell'energia con riferimento alle opzioni tariffarie offerte e sulle modalità da seguire per una corretta e sicura gestione di impianti e apparecchiature.

Articolo 6
L'esercente diffonde il codice di condotta commerciale affinché tutti i clienti ne abbiano notizia anche informando i clienti circa le condizioni e le caratteristiche tecniche di fornitura dell'energia elettrica e i livelli di qualità commerciale dei servizi erogati."

- La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

00A16024

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Adozione di disposizioni in materia di tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2001 in attuazione e ad integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99. (Deliberazione n. 243/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000,

- Premesso che:

  - ai sensi dell'articolo 2, comma 14, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) devono intendersi trasferite all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) tutte le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubbliche, anche a ordinamento autonomo, relative alle sue attribuzioni;

  - ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, sono in particolare trasferite all'Autorità le funzioni in materia di energia elettrica e gas attribuite dall'articolo 5, comma 2, lettera b), del decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373, al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato;

  - l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe di cui ai commi 17, 18 e 19, nonché le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse di cui al comma 1 dell'articolo 1, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio; prevede, inoltre, che l'Autorità verifica la conformità ai criteri di cui alla presente lettera delle proposte di aggiornamento delle tariffe annualmente presentate e si pronuncia, sentiti eventualmente i soggetti esercenti il servizio, entro novanta giorni dal ricevimento della proposta; e prevede, infine, che, qualora la pronuncia dell'Autorità non intervenga entro tale termine, le tariffe si intendono verificate positivamente;

- l'articolo 3, comma 4, della legge n. 481/95 prevede che i soggetti esercenti il servizio predispongono la proposta di aggiornamento delle tariffe da sottoporre entro il 30 settembre di ogni anno alla verifica da parte dell'Autorità nell'esercizio delle funzioni di cui all'articolo 2, comma 12, della medesima legge; prevede, inoltre, che trascorsi quarantacinque giorni dalla comunicazione della proposta di aggiornamento senza che l'Autorità abbia verificato la proposta la stessa si intende positivamente verificata; che ove l'Autorità ritenga necessario richiedere notizie o effettuare approfondimenti, il suddetto termine è prorogato di 15 giorni; e prevede, infine, che le tariffe relative ai servizi di fornitura dell'energia elettrica, aggiornate entro il 31 dicembre di ogni anno, entrano in vigore dall'1 gennaio dell'anno successivo;

- con la deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito deliberazione n. 204/99), l'Autorità ha emanato norme per la regolamentazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95;

- ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4, della deliberazione dell'Autorità n. 204/99, le imprese esercenti presentano all'Autorità, ai fini della verifica di cui all'articolo 3, comma 4, della legge n. 481/95, le opzioni tariffarie base e speciali che intendono offrire per l'anno 2001 alle tipologie di utenza di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettere da b) a i) della deliberazione n. 204/99;

- il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, con sentenze 06165/2000, 06166/2000 e 06167/2000 depositate in data 30 ottobre 2000, in parziale accoglimento di alcuni dei ricorsi proposti, ha disposto l'annullamento della deliberazione n. 204/99;

- con ordinanze dell'1 dicembre 2000, n. 6203/2000, n. 6204/2000 e n. 6205/2000, il Consiglio di Stato ha sospeso l'efficacia delle sentenze sopra citate rese dal Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia;

- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 230, recante norme per la modificazione e integrazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, 28 ottobre 1997, n. 108/97, 29 dicembre 1999, n. 204/99, (di seguito: deliberazione n. 230/00) ha soppresso la parte B della tariffa;

- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 238/00, recante norme per la definizione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato per l'anno 2001, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale, (di seguito: deliberazione n. 238/00) ha aggiornato il parametro PG di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera cc) della deliberazione n. 204/99;

- la deliberazione dall'Autorità 28 dicembre 2000, n. 242/00, recante norme per l'adozione di ulteriori disposizioni in materia di codici di condotta commerciale e di integrazione dell'articolo 4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 204/99, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale, (di

seguito: deliberazione n. 242/00) ha definito un codice di condotta commerciale per i soggetti esercenti ai quali non sia stato approvato il codice di condotta commerciale entro il 31 dicembre 2000.

- Premesso che:

  - centosessantotto soggetti esercenti hanno presentato all'Autorità proposte di opzioni tariffarie base ai fini della verifica di conformità ai criteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95 e alla deliberazione dell'Autorità n. 204/99;
  - ventidue soggetti esercenti non hanno presentato all'Autorità opzioni tariffarie base ai sensi dell'articolo 3, comma 4, della legge n. 481/95, secondo le disposizioni della deliberazione dell'Autorità n. 204/99, vale a dire:
    - l'azienda Interessenza Elettrica Vicina Armentarola
    - l'azienda Interessenza Utilizzazioni Idrauliche Pedraces-Costalta
    - la Società Elettrica Musellaresè di Emilio Sarra & Co.
    - la Ditta Ebenkofler Laurentius
    - la Casa di Reclusione di Gorgogna
    - il Comune di Jenne
    - la Centrale Elettrica Colz Spessa
    - il Comune di Montecompatri
    - il Comune di Moso in Passiria
    - il Consorzio Azienda Elettrica Corvara
    - il Comune di Perdifumo
    - il Comune di Rocca Pia
    - il Consorzio Utenti Luce Elettrica Salza
    - il Comune di Sessa Cilento
    - il Comune di Tres
    - il Comune di Ussita
    - il Comune di Valprato Soana – Servizi Elettrici
    - il Comune di Vermiglio – Servizi Elettrici
    - l'Azienda Elettrica Comunale di Vervò
    - il Comune di Saracinesco – Servizi Elettrici
    - l'Azienda Elettrica Stelvio
    - l'Azienda Ahrntaler Bauindustrie;
  - trentuno soggetti esercenti hanno presentato all'Autorità proposte di opzioni tariffarie speciali e ulteriori ai fini della verifica di conformità ai criteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95 e alla deliberazione dell'Autorità n. 204/99;

- Visti:

  - la legge n. 481/95;
  - il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

- Visti:
  - il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, Supplemento ordinario, n. 302 del 29 dicembre 1990 (di seguito: provvedimento Cip n. 45/90);
  - i provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 14 dicembre 1993, n.15 e 29 dicembre 1993, n.17, pubblicati rispettivamente nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 24 dicembre 1993 e nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1993 (di seguito: provvedimenti Cip n. 15/93 e 17/93);
  - il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;
  - il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, Supplemento ordinario, n. 151 del 30 giugno 1999;

- Viste:
  - la delibera dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 61/97, recante disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità;
  - la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 70/97);
  - la deliberazione dell'Autorità 25 marzo 1998, n. 28/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 77 del 2 aprile 1998;
  - la deliberazione n. 204 /99;
  - la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99, recante definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e per la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito deliberazione n. 205/99);
  - la deliberazione dell'Autorità 27 gennaio 2000, n. 4/00, recante integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 24 del 31 gennaio 2000;
  - la deliberazione dell'Autorità 27 gennaio 2000 n. 5/00, recante rettifica di errori materiali nelle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99 e n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 24 del 31 gennaio 2000;

- la comunicazione dell'Autorità 27 gennaio 2000, recante modalità applicative della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99 recante regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, come integrata dalla deliberazione dell'Autorità 27 gennaio 2000, n. 04/00; modalità applicative della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99 recante la definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato e modalità applicative della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999 n. 206/99 in materia di aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il bimestre gennaio - febbraio 2000, ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97
- la deliberazione dell'Autorità 16 marzo 2000 n. 55/00, recante direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità ai sensi dell'articolo 2, comma 2, lettere h) ed l) della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 78 del 3 aprile 2000;
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2000, n. 112/00, recante norme per l'adozione di disposizioni in materia di tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per il secondo semestre dell'anno 2000 in attuazione e ad integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99 (di seguito: deliberazione n. 112/00);
- la deliberazione dell'Autorità 16 maggio 2000, n. 94/00 recante approvazione del codice di condotta commerciale presentato da Enel distribuzione Spa ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2000, n. 123/00 recante aggiornamento dei parametri dei vincoli e delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell'articolo 17 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 2000 (di seguito: deliberazione n. 123/00);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2000, n. 141/00, recante verifica delle opzioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per il secondo semestre dell'anno 2000, presentate ai sensi dell'articolo 2, comma 2.3, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 giugno 2000, n. 112/00, e per la correzione di errori materiali della medesima deliberazione (di seguito: deliberazione n. 141/00);
- la deliberazione 3 agosto 2000, n. 142/00 recante verifica dei codici di condotta commerciale presentati dai soggetti esercenti il servizio di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi

dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 204/99;

- la deliberazione 27 settembre 2000, n. 176/00 recante verifica dei codici di condotta commerciale presentati dai soggetti esercenti il servizio di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell'articolo 7, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 204/99;
- la deliberazione 24 ottobre 2000, n. 200/00 recante verifica dei codici di condotta commerciale presentati dai soggetti esercenti il servizio di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2000, n. 204;
- la deliberazione n. 230/00;
- la deliberazione n. 238/00;
- la deliberazione n. 242/00;
- la proposta di deliberazione per la verifica dei codici di condotta commerciale presentati dai soggetti esercenti il servizio di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 204/99;

- Considerato che centocinquantatre soggetti esercenti hanno presentato, per ogni tipologia di utenza dei livelli di tensione per i quali l'esercente dispone di reti di distribuzione, opzioni tariffarie base conformi ai criteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 e alla deliberazione n. 204/99;

- Considerato che le opzioni tariffarie base di cui al punto precedente sono conformi alla disciplina di cui alla deliberazione n. 204/99, quando:
  - per le opzioni tariffarie base presentate che includono un corrispettivo espresso in lire per kW e in assenza di diversa indicazione, la nozione di potenza impegnata rilevante ai fini della determinazione degli importi dovuti dal cliente è quella definita all'articolo 1, comma 1 1, lettera q), della deliberazione n. 204/99;
  - non è prevista l'applicazione ai clienti di corrispettivi per prelievi di potenza superiori alla potenza contrattualmente impegnata qualora non esplicitamente evidenziata dall'esercente nella comunicazione delle opzioni tariffarie base;
  - per le opzioni tariffarie base presentate nelle quali la potenza elettrica è una delle caratteristiche elettriche della fornitura rilevante ai fini dell'identificazione dei clienti ai quali l'opzione tariffaria base stessa deve essere applicata, in assenza di diversa indicazione circa la nozione di potenza rilevante, per potenza si intende la potenza disponibile ai sensi dell'articolo 1, comma 1 1, lettera w), della deliberazione n. 204/99;
  - per le opzioni tariffarie base presentate che non includono le componenti tariffarie GR(e) e GR(n) di cui all'articolo 3, comma 3.2, della deliberazione n. 204/99, ai corrispettivi indicati per ciascuna opzione tariffaria base si sommano

tali componenti e, ai sensi del medesimo articolo 3, comma 3.2 della deliberazione n. 204/99, a decorrere dall'1 gennaio 2001 i valori delle componenti tariffarie GR(n) e GR(e) di cui al medesimo comma sono ridotti del 50% rispetto a quelli applicati nell'anno 2000;

- per le opzioni tariffarie base in cui alcuni dei corrispettivi delle opzioni tariffarie base stesse sono differenziati per fasce orarie, in assenza di diversa specificazione e nel caso in cui il numero di fasce orarie sia pari a quattro, si applica la definizione di fasce orarie di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera s), della deliberazione n. 204/99, mentre nel caso in cui il numero di fasce orarie sia pari a due si applicano le definizioni di fasce orarie di cui al titolo II, punto 1), lettera a), del provvedimento Cip n. 45/90;
- per le opzioni tariffarie base che includono corrispettivi espressi in lire per kW differenziati per fasce orarie, in assenza di diversa specificazione, tali corrispettivi si intendono applicati secondo le modalità previste dal provvedimento Cip n. 15/93;
- per le opzioni tariffarie base espresse in funzione dei parametri del vincolo V2 e del vincolo V1 per le quali non è stata data specificazione del valore, si intende che tali parametri assumano i valori di cui alla deliberazione n. 123/00;
- per l'offerta di opzioni tariffarie base per le tipologie di utenza allacciate in bassa tensione e in media tensione diverse dalle forniture per illuminazione pubblica e per le tipologie di utenza allacciate in alta tensione vanno considerate congiuntamente le coppie di tipologie di utenza "clienti vincolati" e "clienti potenzialmente idonei", ai sensi dell'articolo 5, comma 5.2, della deliberazione 204/99;
- per le opzioni tariffarie base in cui le componenti tariffarie previste dalla deliberazione n. 204/99 siano ottenute come prodotto di elementi, parametri o coefficienti, le suddette componenti devono intendersi arrotondate alla prima cifra decimale con criterio commerciale ai sensi dell'articolo 19, comma 19.2 della medesima deliberazione;
- per le opzioni tariffarie base che prevedono la rilevazione della potenza impegnata in diversi periodi dell'anno, il corrispettivo di potenza, se espresso in lire/kW/anno, si intende applicato considerando il rapporto tra il numero di giorni di ciascun periodo e 365;

- Considerato che nel caso in cui gli esercenti abbiano presentato come opzioni tariffarie base per le Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica e le Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica l'opzione tariffaria TV1, di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 204/99, fino a certi livelli di utilizzo della potenza impegnata e la tariffa TV2 di cui all'articolo 7 della medesima deliberazione per livelli di utilizzo superiori, il rispetto del vincolo V2 si ha per un livello di ore di utilizzo pari a 4265 per le Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica e a 4356 per le Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica;

- Considerato che quindici proposte di opzioni tariffarie base, tra quelle presentate, sono difformi ai criteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 e alla deliberazione n. 204/99, vale a dire:

- La società ACEGAS S.p.A. con sede legale in via Maestri del Lavoro 8, 34123 Trieste, ha presentato un'opzione tariffaria base per la tipologia di utenza *Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi fino a 1,5 kW di potenza impegnata* che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- l'Azienda Elettrica di Dobbiaco srl, con sede in p.zza Municipio, 1, 39034 Dobbiaco (BZ) ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in media tensione per tutti gli altri usi oltre 190 kW* di potenza impegnata che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- l'Azienda Elettrica Monguelfo con sede in via Rienza 7, 39035 Monguelfo (BZ), ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica* che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- La Centrale Elettrica Fleres, con sede in Frazione di Fleres 124, Colle Isarco, 39040 (BZ) ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in media tensione per tutti gli altri usi oltre 192,5 kW di potenza impegnata* che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- la Centralina elettrica Costa (Anton Leimegger), di Onies, con sede in Località Stegona - Via Althing, 50, 39031 Brunico (BZ) ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi* che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- il Comune di Alpette, con sede in via Senta 22, 10080 Alpette (TO) ha presentato opzioni tariffarie base per le tipologie di utenza *Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica, Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi, Forniture in media tensione per tutti gli altri usi* che prevedono una nozione di potenza elettrica di riferimento per l'applicazione dei corrispettivi espressi in lire/kW non coerente con quella di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera q), della deliberazione n. 204/99, e ciò comporta per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- il Comune di Berchidda con sede in p.zza del Popolo 5, 07022 Berchidda (SS) ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica* che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- il Comune di Cles con sede in corso Dante, 28, 38023 Cles (TN), ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in bassa tensione per*

usi di illuminazione pubblica che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;

- il Comune di Lillianes, con sede in via Roma 35, 11020 Lillianes (AO), ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica* che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- il Comune di Oschiri con sede in via Marconi, 9, 07027 Oschiri (SS) ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica* che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- il Comune di Santo Stefano di Sessanio, con sede in via Benedetta, 67020 Santo Stefano di Sessanio (AQ) ha presentato opzioni tariffarie per le tipologie di utenza *Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica , Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi e Forniture in media tensione per usi di* illuminazione *pubblica pubblica* che comportano, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- la Ditta Compassi Gelindo con sede in via Stazione 1, 33010 Dogna (UD) ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica* che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- La Società Impianti Elettrici (SIE) s.r.l. con sede in via Condotta, 10, 50122 Firenze ha presentato un'opzione tariffaria base per la tipologia di utenza *Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica* e un'opzione tariffaria base per la tipologia di utenza *Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi* che prevedono una nozione di potenza elettrica di riferimento per l'applicazione dei corrispettivi espressi in lire/kW non coerente con quella di cui all'articolo 1, comma 1 1, lettera q), della deliberazione n. 204/99, e ciò comporta per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- la società SIPPIC S.p.A. con sede legale il via G. Rossini, 22, 80128 Napoli, ha presentato opzioni tariffarie base per *tutte le tipologie di utenza* che comportano, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;
- la Società Cooperativa Idroelettrica di Forni di Sopra, con sede in via Nazionale, località Santaviela, 33024 Forni di Sopra (UD) ha presentato un'opzione tariffaria per la tipologia di utenza *Forniture in media tensione per*

usi di illuminazione pubblica che comporta, per alcuni livelli di utilizzazione della potenza impegnata, un esborso complessivo per cliente superiore a quello ammesso dal vincolo V2, di cui all'articolo 8, comma 8.2 , della deliberazione n. 204/99;

- Considerato che i soggetti esercenti che hanno presentato le proposte di cui al punto precedente ne hanno confermato l'impostazione anche nell'ambito degli approfondimenti svolti dagli uffici dell'Autorità mediante richieste formali di chiarimenti e integrazioni;

- Considerato che:
  - per gli esercenti che hanno presentato opzioni tariffarie base non conformi ai criteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 e alla deliberazione n. 204/99, si determina una situazione di carenza della disciplina tariffaria per l'anno 2001 per i clienti finali del mercato vincolato appartenenti alle tipologie di utenza di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettere da b) a i), della deliberazione n. 204/99, nel caso in cui tali opzioni tariffarie siano le uniche opzioni presentate per la tipologia di utenza;
  - tale situazione di carenza della disciplina tariffaria per l'anno 2001 si verifica anche per gli esercenti che non hanno presentato opzioni tariffarie base per tutte le tipologie di utenza servite con la propria rete;
  - la situazione di carenza di cui ai precedenti due alinea deve essere affrontata prevedendo soluzioni diverse tra gli esercenti che, per il secondo semestre dell'anno 2000, non avevano presentato opzioni tariffarie base o avevano presentato opzioni tariffarie base non conformi ai criteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 e alla deliberazione n. 204/99, e quelli che, per il secondo semestre 2000, avevano presentato opzioni tariffarie conformi ai criteri di cui al medesimo articolo;

- Ritenuto che:
  - il procedimento di verifica delle opzioni tariffarie per l'anno 2001 sia stato riavviato per effetto delle ordinanze dell'1 dicembre 2000, n. 6203/2000, n. 6204/2000 e n. 6205/2000 del Consiglio di Stato e che, pertanto, le istanze presentate dagli esercenti ai sensi dell'articolo 3, comma 4, della legge n. 481/95 e della deliberazione dell'Autorità n. 204/99 sono fatte salve, restando impregiudicati gli altri effetti collegati dalla legge n. 481/95 al mancato rispetto del termine di presentazione.

- Ritenuto che sia necessario:
  - prevedere che, nel caso in cui gli esercenti abbiano presentato come opzioni tariffarie base per le Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica e le Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica l'opzione tariffaria TV1 fino a livelli di utilizzo della potenza impegnata, rispettivamente, diversi da 4265 e 4356 ore, e la tariffa TV2 di cui all'articolo 7 della medesima deliberazione per livelli di utilizzo superiori, il livello di

utilizzazione presentato dagli esercenti sia sostituito da 4265 ore per le Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica e da 4356 per le Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica;

- imporre un regime tariffario per il periodo 1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2001 nel caso in cui non siano state presentate o siano state presentate opzioni tariffarie non conformi ai criteri della deliberazione n. 204/99 e che tale regime debba fare riferimento alle opzioni tariffarie base applicate dagli esercenti nel secondo semestre dell'anno 2000 opportunamente corrette o, in assenza di tali opzioni, agli elementi e alle componenti del vincolo V2 di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 204/99;

- correggere la disparità di trattamento derivante dall'inosservanza da parte di numerosi soggetti esercenti delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 204/99, e prevedere pertanto che il vincolo V1 trovi applicazione nell'anno 2001 anche per quelle tipologie di utenza a cui, in tale anno, si applica il regime tariffario imposto dall'Autorità per il periodo 1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2001;

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

Ai fini della presente deliberazione:

a) Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

b) deliberazione n. 204/99 è la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, per la regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235, e successive modificazioni ed integrazioni;

c) deliberazione n. 55/00 è la deliberazione dell'Autorità 16 marzo 2000 n. 55/00, recante direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità ai sensi dell'articolo 2, comma 2, lettere h) ed l) della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 78 del 3 aprile 2000;

d) deliberazione n. 112/00 è la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2000, n. 112/00, recante norme per l'adozione di disposizioni in materia di tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per il secondo

semestre dell'anno 2000 in attuazione e ad integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99

e) deliberazione n. 123/00 è la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2000, n. 123/00 recante aggiornamento dei parametri dei vincoli e delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell'articolo 17 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 2000;

f) deliberazione n. 238/00 è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 238/00, recante norme per la definizione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato per l'anno 2001, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale;

g) legge n. 481/95 è la legge 14 novembre 1995, n. 481,

h) parametro PG è la stima della media bimestrale dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, espressa in lire/kWh, pubblicata dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun bimestre di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera cc) della deliberazione n. 204/99.

Articolo 2
Verifica delle proposte di opzioni tariffarie base
per il periodo 1 gennaio -31 dicembre 2001

2.1 Le proposte aventi ad oggetto le opzioni tariffarie base per l'anno 2001 per le tipologie di utenza indicate nella tabella 1 allegata alla presente deliberazione sono rigettate.

2.2 Le proposte aventi ad oggetto le opzioni tariffarie base per l'anno 2001 presentate dagli esercenti e non riportate nella tabella 1 allegata alla presente deliberazione si intendono approvate in quanto conformi ai criteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 e alla deliberazione n. 204/99.

Articolo 3
Verifica delle proposte di opzioni tariffarie speciali e ulteriori
per il periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2001

Le proposte aventi ad oggetto le opzioni tariffarie speciali e ulteriori per l'anno 2001 presentate dagli esercenti si intendono approvate in quanto conformi ai criteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 e alla deliberazione n. 204/99.

Articolo 4
Obblighi di informazione

4.1 I soggetti esercenti pubblicano, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente deliberazione, con i mezzi idonei, e comunque in un quotidiano ad ampia diffusione nell'area territoriale nella quale è erogato il servizio di fornitura dell'energia elettrica e nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero nel Foglio annunzi legali delle province interessate, le opzioni tariffarie base, speciali e ulteriori di cui ai precedenti articoli 2 comma 2.2, e 3 comma 3.2 inviando, entro la stessa data, copia del materiale pubblicato all'Autorità.

4.2 I soggetti esercenti che al 31 dicembre 2000 avevano meno di 100.000 clienti del mercato vincolato forniti in bassa e media tensione adempiono all'obbligo di cui al precedente comma 4.1, limitatamente alla pubblicazione nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero nel Foglio annunzi legali delle province interessate.

Articolo 5
Opzioni tariffarie base per le tipologie di utenza Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica e Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica

5.1 Gli esercenti che hanno presentato come opzioni tariffarie base per le Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica l'opzione tariffaria TV1 di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 204/99, come aggiornata dalla deliberazione n. 123/00, fino a certi livelli di utilizzo della potenza impegnata e l'opzione tariffarie corrispondente ai parametri del vincolo TV2 di cui all'articolo 7 della medesima deliberazione, come aggiornata dalla deliberazione n. 123/00, per livelli di utilizzo superiori, fissano tale livello di ore di utilizzazione pari a 4265 ore.

5.2 Gli esercenti che hanno presentato come opzioni tariffarie base per le Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica l'opzione tariffaria TV1 di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 204/99, come aggiornata dalla deliberazione n. 123/00, fino a certi livelli di utilizzo della potenza impegnata e l'opzione tariffarie corrispondente ai parametri del vincolo TV2 di cui all'articolo 7 della medesima deliberazione, come aggiornata dalla deliberazione n. 123/00, per livelli di utilizzo superiori, fissano tale livello di ore di utilizzazione pari a 4356 ore.

Articolo 6
Regime tariffario imposto per il periodo 1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2001

6.1 Le disposizioni del presente articolo si applicano ai soggetti esercenti per le tipologie di utenza di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettere da b) ad i), della deliberazione n. 204/99 per le quali dopo l'1 gennaio 2001 non siano in vigore opzioni tariffarie base.

6.2 I soggetti esercenti applicano alle tipologie di utenza per le quali non siano in vigore dopo l'1 gennaio 2001 opzioni tariffarie base, le opzioni tariffarie base del secondo semestre dell'anno 2000, verificate conformi ai criteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 e alla deliberazione n. 204/99, con le seguenti modificazioni:

a) la componente gamma PG di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera cc) della deliberazione n. 204/99 è aggiornata secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 238/00;

b) le componenti tariffarie GR(n) e GR(e) di cui all'articolo 3, comma 3.2 della deliberazione n. 204/99 sono ridotte secondo quanto disposto dal medesimo articolo 3, comma 3.2 per l'anno 2001;

c) gli altri elementi o componenti delle opzioni tariffarie, diversi dalle componenti A e UC di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 204/99, sono ridotti applicando le variazioni percentuali indicate nella tabella 2.

6.3 I soggetti esercenti applicano alle tipologie di utenza per le quali, nel secondo semestre dell'anno 2000 non erano in vigore opzioni tariffarie base, le seguenti tariffe:

a) la componente gamma PG di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera cc) della deliberazione n. 204/99, aggiornata secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 238/00;

b) le componenti tariffarie GR(n) e GR(e) di cui all'articolo 3, comma 3.2 della deliberazione n. 204/99 ridotte secondo quanto disposto dal medesimo articolo 3, comma 3.2 per l'anno 2001,

c) gli altri elementi o componenti delle opzioni tariffarie, diversi dalle componenti A e UC di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 204/99, della tariffa TV2 di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 204/99, aggiornati secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 123/00.

6.4 I soggetti esercenti applicano le disposizioni previste dalla deliberazione n. 204/99 all'articolo 2, all'articolo 3, all'articolo 6, all'articolo 7, all'articolo 9, all'articolo 11, all'articolo 15, all'articolo 16, all'articolo 19, comma 19.2.

Articolo 7
Disposizioni finali

La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente. RANCI

Tabella 1: Proposte di opzioni tariffarie base presentate dai soggetti esercenti per l'anno 2001 e rigettate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas

N.	Soggetto esercente / Opzioni
1	**ACEGAS - Trieste**
	Forniture in media tensione per per tutti gli altri usi fino a 1,5 kW
2	**Azienda Elettrica di Dobbiaco - Dobbiaco (BZ)**
	Forniture in media tensione per tutti gli altri usi oltre 190 kW di potenza impegnata (clienti potenzialmente idonei e clienti vincolati)
3	**Azienda Elettrica Monguelfo - Monguelfo (BZ)**
	Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica
4	**Centrale Elettrica Fleres - Fleres (BZ)**
	Forniture in media tensione per tutti gli altri usi oltre 192,5 kW di potenza impegnata (clienti potenzialmente idonei e clienti vincolati)
5	**Centralina Elettrica Costa di Onies di Anton leimegger - Stegona (BZ)**
	Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi (clienti potenzialmente idonei e clienti vincolati)
6	**Comune di Alpette - Alpette (TO)**
	Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica
	Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi (clienti potenzialmente idonei e clienti vincolati)
	Forniture in media tensione per tutti gli altri usi (clienti potenzialmente idonei e clienti vincolati)
7	**Comune di Berchidda - Berchidda (SS)**
	Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica
8	**Comune di Cles - Cles (TN)**
	Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica
9	**Comune di Lillianes - Lillianes (AO)**
	Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica
10	**Comune di Oschiri - Oschiri (SS)**
	Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica
11	**Comune di Santo Stefano di Sessanio - S.Stefano di Sessanio (AQ)**
	Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica
	Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi (clienti potenzialmente idonei e clienti vincolati)
	Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica
12	**Ditta Compassi Gelindo - Dogna (UD)**
	Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica
13	**Società Impianti Elettrici (SIE) - Firenze**
	Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica
	Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi (clienti potenzialmente idonei e clienti vincolati)
14	**SIPPIC - Napoli**
	Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica
	Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi (clienti potenzialmente idonei e clienti vincolati)
	Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica
	Forniture in media tensione per tutti gli altri usi (clienti potenzialmente idonei e clienti vincolati)
	Forniture in alta tensione
15	**Società Cooperativa Elettrica Forni di Sopra Forni di Sopra (UD)**
	Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica

Tabella 2: Variazioni percentuali di cui all'articolo 6, comma 6.2 lettera c)

	Tipologie di utenza	Variazioni percentuali
b)	Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica	-1,4%
c)	Forniture in bassa tensione a clienti potenzialmente idonei per tutti gli altri usi	-1,3%
d)	Forniture in bassa tensione a clienti vincolati per tutti gli altri usi	-1,3%
e)	Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica	-1,0%
f)	Forniture in media tensione a clienti potenzialmente idonei per tutti gli altri usi	-1,3%
g)	Forniture in media tensione a clienti vincolati per tutti gli altri usi	-1,3%
h)	Forniture in alta tensione a clienti potenzialmente idonei	-1,5%
i)	Forniture in alta tensione a clienti vincolati	-1,5%

00A16025

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Aggiornamento per il bimestre gennaio-febbraio 2001 di componenti e parametri della tariffa elettrica. Modificazioni e integrazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99 e adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. (Deliberazione n. 244/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000,

- Premesso che:

- l'articolo 2, comma 2.3, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 dicembre 2000, n. 230/00, recante la modificazione e l'integrazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, 28 ottobre 1997, n. 108/97, 29 dicembre 1999, n. 204/99, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale (di seguito: deliberazione n. 230/00), stabilisce che l'Autorità aggiorni bimestralmente il parametro Ct, qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso precedentemente come riferimento;
- l'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97), stabilisce che il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è determinato come prodotto tra il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali (Rt) e il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt);
- rispetto al valore preso a riferimento nella deliberazione dell'Autorità 24 ottobre 2000, n. 198/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 254 del 30 ottobre 2000 (di seguito: deliberazione n. 198/00) di aggiornamento della tariffa elettrica il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione maggiore del 2%;
- l'articolo 6, comma 6.7, della deliberazione n. 70/97 fissa il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali (Rt) pari a 2290 kcal/kWh;

- gli articoli 7, comma 7.4, e 12, comma 12.6, della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99, recante la regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: deliberazione n. 204/99), pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 306 del 31 dicembre 1999, supplemento ordinario n. 235, stabiliscono che il parametro PG è pubblicato dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun bimestre;
- l'articolo 3, comma 3.2, della deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, recante definizione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato per l'anno 2001, n. 238/00, in corso di pubblicazione, (di seguito: deliberazione n. 238/00) fissa il parametro PG come somma di una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, pari a 39,7 lire/kWh, e di una componente a copertura dei costi variabili di produzione di energia elettrica, non differenziata per fascia oraria, pari in ciascun bimestre, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97;

- Premesso altresì che:

- l'articolo 4 della deliberazione n. 238/00 istituisce presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico il conto: "Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica nella transizione ";
- l'Autorità, con propria deliberazione 26 luglio 2000 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, n. 131/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 213 del 12 settembre 2000 (di seguito: deliberazione n. 131/00), ha definito le modalità per l'ammissione alla reintegrazione dei costi di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000;
- l'articolo 3 della deliberazione n. 204/99 stabilisce che a ciascuna tipologia di utenza si applicano le componenti A e UC, fissandone le aliquote, successivamente modificate dalla deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2000, n. 39/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 49 del 29 febbraio 2000 (di seguito: deliberazione n. 39/00) e dalla deliberazione dell'Autorità 15 giugno 2000, n. 108/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000 (di seguito: deliberazione n. 108/00);
- l'articolo 13, comma 13.1, della deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 1999, n.13/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999, recante disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete (di seguito: deliberazione n. 13/99), come modificato dall'articolo 2, comma 2.2, della deliberazione n. 108/00, stabilisce che ai corrispettivi di vettoriamento si applicano le maggiorazioni A2, A3, A4 e A5, nella misura indicata dalla tabella 1 allegata alla deliberazione dell'Autorità n. 204/99, e successive modificazioni ed integrazioni;

- Visti:

- la direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: direttiva europea 96/92/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo n. 79/99;
- il decreto 26 gennaio 2000;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 280 del 30 novembre 2000 (di seguito: decreto 21 novembre 2000);
- il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
- l'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1998;

- Viste:

- la deliberazione n. 70/97 come modificata ed integrata dall'Autorità con: deliberazione 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997, deliberazione 23 dicembre 1997, n. 136/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 29 dicembre 1997, deliberazione 24 giugno 1998, n. 74/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1998, deliberazione 27 ottobre 1998, n. 132/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1998, deliberazione 22 dicembre 1998 n. 161/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 304 del 31 dicembre 1998, deliberazione 25 febbraio 1999 n. 24/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 48 del 27 febbraio 1999, deliberazione 22 aprile 1999, n. 54/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 99 del 29 aprile 1999, deliberazione 24 giugno 1999, n. 88/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 152 dell'1 luglio 1999, deliberazione 25 agosto 1999, n. 125/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 202 del 28 agosto 1999, deliberazione 25 ottobre 1999, n. 160/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 256 del 30 ottobre 1999, deliberazione 29 dicembre 1999, n. 206/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, supplemento ordinario n. 235, deliberazione n. 39/00, deliberazione 21 aprile 2000, n. 81/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 98 del 28 aprile 2000, deliberazione 22 giugno 2000, n. 113/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000, deliberazione 28 agosto 2000, n. 159/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 203 del 31 agosto 2000, deliberazione n.198/00 e deliberazione n.230/00 richiamata in premessa;
- la deliberazione n. 13/99;
- la deliberazione n. 204/99;

- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 205/99);
- la deliberazione n. 53/00;
- la deliberazione n. 108/00;
- la deliberazione n. 131/00;
- la deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2000, n. 223/00, recante la definizione di procedure concorsuali per la cessione da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e disposizioni in materia di accesso al servizio di vettoriamento della medesima energia; di clausole negoziali ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79; di direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 296 del 20 dicembre 2000 (di seguito: deliberazione n. 223/00);
- la deliberazione n. 238/00;
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 231/00, recante norme per la definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2000, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale (di seguito: deliberazione n. 231/00);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 232/00, recante norme per la definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2001, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale (di seguito: deliberazione n. 232/00);

- Considerato che:

- il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali fissato dall'articolo 6, comma 6.7, della deliberazione n. 70/97 in misura pari a 2290 kcal/kWh faceva riferimento al valore medio nazionale del consumo specifico degli impianti termoelettrici delle imprese produttrici-distributrici per l'anno 1996 e che da allora tale valore medio si è modificato a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti e di interventi gestionali operati sugli impianti esistenti, anche stimolati dal regime di contribuzione introdotto con la deliberazione n. 70/97;
- ai sensi dell'articolo 12, comma 12.4, della deliberazione n. 204/99, come modificato dall'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione 230/00, la componente PV delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica in bassa tensione per usi domestici è pari al prodotto tra il parametro Ct e il coefficiente f, i cui valori sono riportati nella tabella 8bis della deliberazione n. 204/99, anche con riferimento all'anno 2000;
- nel corso dell'anno 2001 verranno attivati i meccanismi di reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica, anche con riferimento all'anno 2000;

- la cessione da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, secondo le procedure concorsuali previste dal decreto 21 novembre 2000 avrà l'effetto da un lato di aumentare il gettito del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 5 della deliberazione n. 70/97, dall'altro di ridurre la base imponibile per l'applicazione delle componenti UC2; le entrate derivanti dall'applicazione delle disposizioni relative alla compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione sono utilizzate a copertura dell'onere ammesso al rimborso del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 53/00, e, in caso di eccedenze rispetto al fabbisogno necessario alla copertura di tale onere, anche a copertura dell'onere ammesso al rimborso del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 5 della deliberazione n. 70/97.

- Ritenuta l'opportunità di:

- prevedere un adeguamento, con effetto dall'1 gennaio 2001, del consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta di energia elettrica degli impianti termoelettrici nazionali di cui all'articolo 6, comma 6.7, della deliberazione n. 70/97, che tenga conto dei valori medi conseguiti negli ultimi anni;
- procedere alla determinazione bimestrale dei valori delle componenti PV come modificati per effetto degli aggiornamenti dei parametri Ct;
- fissare la componente tariffaria A6 secondo criteri prudenziali, in attesa della quantificazione della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica;
- adeguare le componenti tariffarie UC2 e A3, tenuto conto del gettito atteso della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per gli anni 2000 e 2001.

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione, si applicano le seguenti definizioni:

a) per deliberazione n. 70/97 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, in materia di razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente integrata e modificata;
b) per deliberazione n. 204/99 si intende la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, recante norme per la regolazione della

tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera 3), della legge 14 novembre 1995, n. 481, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235, come successivamente modificata e integrata;

c) per deliberazione n. 39/00 si intende la deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2000, n. 39/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 49 del 29 febbraio 2000;
d) per deliberazione n. 108/00 si intende la deliberazione dell'Autorità 15 giugno 2000, n. 108/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000;
e) per parametro Ct si intende il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97;
f) per parametro PG si intende la stima della media bimestrale dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, espressa in L/kWh, pubblicata dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun bimestre di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera cc) della deliberazione n. 204/99.
g) per componenti PV si intendono i prodotti tra il parametro Ct ed i coefficienti f, di cui all'articolo 12, comma 12.4 della deliberazione n. 204/99, come modificata dall'articolo 4, comma 4.2 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 dicembre 2000, n. 230/00.

Articolo 2

Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili, del consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali e del parametro Ct

2.1 Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, e successive modificazioni e integrazioni, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, definito come nell'allegato n. 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 febbraio 1999, n. 24/99, e riferito al periodo agosto-novembre 2000, è fissato pari a 44,081 L/Mcal.

2.2 A decorrere dall'1 gennaio 2001 il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97, è pari a 2260 kcal/kWh.

2.3 Il parametro Ct per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 2001 risulta pari a 99,623 L/kWh.

Articolo 3
Aggiornamento del parametro PG

Il parametro PG per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 2001 risulta pari a 139,323 L/kWh.

Articolo 4
Aggiornamento delle componenti PV

Le aliquote delle componenti PV sono fissate per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 2001 come indicato nella tabella 1 allegata alla presente deliberazione.

Articolo 5
Aggiornamento delle componenti A e UC

La tabella 1 di cui all'articolo 3, comma 3.1 e la tabella 9, di cui all'articolo 16, comma 16.1 della deliberazione n. 204/99, come modificate con le deliberazioni n. 39/00 e n. 108/00, sono sostituite dalle tabelle 2 e 3 allegate alla presente deliberazione.

Articolo 6
Aggiornamento delle maggiorazioni dei corrispettivi di vettoriamento

6.1 Ai corrispettivi di vettoriamento si applica, oltre alle maggiorazioni di cui all'articolo 2, comma 2.2 della deliberazione n. 108/00, la maggiorazione A6 nella misura indicata dalla tabella 1 allegata alla deliberazione n. 204/99.

6.2 La maggiorazione A6 si applica secondo le modalità definite dall'articolo 2, della deliberazione n. 108/00.

Articolo 8
Disposizioni finali

La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001.

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

TABELLA 1 - Aliquote della componente PV per il primo bimestre (gennaio-febbraio) 2001

Tariffa D2		L/kWh
fasce di consumo (kWh/anno)		
da	a	
0	1800	80,2
1801	2640	126,4
2641	4440	172,7
	oltre 4440	126,4

Tariffa D3	126,4

TABELLA 2: Valori delle componenti A e UC

Tipologie di utenza	A2			A3			A4			A5			A6		UC1		UC2	
	L/cliente anno	L/kWh per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	L/kWh per consumi mensili in eccesso a 8 GWh	L/cliente anno	L/kWh per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	L/kWh per consumi mensili in eccesso a 8 GWh	L/cliente anno	L/kWh per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	L/kWh consumi mensili in eccesso a 8 GWh	L/cliente anno	L/kWh consumi mensili nei limiti di 8 GWh	L/kWh consumi mensili in eccesso a 8 GWh	L/kWh per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	L/kWh per consumi mensili in eccesso a 8 GWh	L/cliente anno	L/kWh	L/cliente anno	L/kWh
a) Forniture in bassa tensione per usi domestici		0,9	0.9		2,3	2,3		2,1	2,1		0,9	0,9	1,0	1,0		-		-
b) Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica		0,6	0,6		5.9	5.9		4,0	4.0		0.6	0.6	1.0	1.0		-		-
c) Forniture in bassa tensione a clienti potenzialmente idonei per tutti gli altri usi																		
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW		0,9	0,9		2,3	2,3		4,0	4,0		0.9	0,9	1,0	1,0		-		-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	7.200	0,4	0,4	91.457	4,3	4,3		4,0	4,0	7.100	0.4	0,4	1,0	1,0		-		-
d) Forniture in bassa tensione a clienti vincolati per tutti gli altri usi																		
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW		0,9	0,9		2.3	2,3		4,0	4.0		0,9	0,9	1.0	1,0				-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	7.200	0.4	0,4	91.457	4,3	4,3		4,0	4,0	7.100	0.4	0,4	1,0	1,0				-
e) Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica		0.4	-		4.0	-		4,0	-		0,4	-	1.0	-		-		-
f) Forniture in media tensione a clienti potenzialmente idonei per tutti gli altri usi	7.200	0,4	-	57.542	2,8	-		4,0	-	7.100	0.4	-	1,0	-		-		-
g) Forniture in media tensione a clienti vincolati per tutti gli altri usi	7.200	0,4	-	57.542	2,8	-		4,0	-	7.100	0,4	-	1,0	-		-		-
h) Forniture in alta tensione a clienti potenzialmente idonei	7.200	0,4	-	73.242	3,5	-		4,0	-	7.100	0,4	-	1,0	-		-		-
i) Forniture in alta tensione a clienti vincolati	7.200	0,4	-	73.242	3,5	-	-	4,0	-	7.100	0,4	-	1,0	-	-	-	-	-

TABELLA 3: Componenti A, UC per le utenze di cui al comma 16.2 (valori in L/kWh)

	A2	*A3*	*A4*	*A5*	*A6*	*UC1*	*UC2*
Alluminio primario	0,4	3,5	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,4	3,5	4,0	0,4	1,0	0,0	0,0
Ferrovie dello Stato Spa, Società Terni Spa e suoi aventi causa (nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730, e dall'art. 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Note

All'utenza colpita dagli eventi sismici verificatisi nelle regioni Marche e Umbria dopo il 26 settembre 1997, ospitata nei moduli "container" temporanei predisposti dal Dipartimento della protezione civile, si applicano per quanto compatibili le norme previste dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 4 novembre 1998, n. 134/98.

00A16026

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2000.

Aggiornamento per il bimestre gennaio-febbraio 2001 delle tariffe dei gas distribuiti a mezzo di reti urbane ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99 e per la modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 ottobre 2000, n. 199/00. (Deliberazione n. 245/00).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

- Nella riunione del 28 dicembre 2000,
- Premesso che:
  - rispetto ai valori definiti nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 24 ottobre 2000, n.199/00 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 254 del 30 ottobre 2000 (di seguito: deliberazione n.199/00), gli indici dei prezzi di riferimento I_t relativo al gas naturale e J_t relativo ai gas di petrolio liquefatti e agli altri gas, hanno registrato una variazione maggiore del 5%;
  - è stata pubblicata nel bollettino Platt's Oilgram Price Report del 17 novembre 2000, volume 78, numero 222, la rettifica della quotazione del mese di settembre 2000 del greggio Kuwait FOB breakeven price, la cui quotazione è utilizzata per il calcolo dell'indice dei prezzi di riferimento I_t , da 32,59 US$/bbl a 30,27 US$/bbl;
- Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/1993, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993, come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 184 dell'8 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 300 del 23 dicembre 1996;
- Vista la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n.52/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 30 aprile 1999 (di seguito: deliberazione n.52/99), come modificata e integrata dall'Autorità con le deliberazioni dell'Autorità 24 giugno 1999, n. 87/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 152 dell'1 luglio 1999, 26 agosto 1999, n. 126/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 202 del 28 agosto 1999, 25 ottobre 1999, n. 161/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 256

del 30 ottobre 1999, 22 dicembre 1999, n. 195/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1999, 24 febbraio 2000, n. 40/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 del 29 febbraio 2000, 21 aprile 2000, n. 82/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 98 del 28 aprile 2000, 22 giugno 2000, n. 114/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 2000, 28 agosto 2000, n.160/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 203 del 31 agosto 2000 e n. 199/00 richiamata in premessa;

- Visti in particolare:
  - l'articolo 1 della deliberazione n. 52/99 dell'Autorità, nel quale si stabilisce che le tariffe del gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane vengano aggiornate nel caso in cui si registrino variazioni dell'indice I_t, calcolato ai sensi del comma 1.2 dello stesso articolo, in aumento o diminuzione, maggiori del 5% rispetto al valore preso precedentemente a riferimento;
  - l'articolo 2 della deliberazione n. 52/99 dell'Autorità, nel quale si stabilisce che le tariffe dei gas di petrolio liquefatti e degli altri gas distribuiti a mezzo di reti urbane vengano aggiornate nel caso in cui si registrino variazioni dell'indice J_t, calcolato ai sensi del comma 2.2 dello stesso articolo, in aumento o diminuzione, maggiori del 5% rispetto al valore preso precedentemente a riferimento;

- Considerato che la quotazione rettificata del greggio Kuwait, richiamato in premessa, determina per il bimestre novembre-dicembre 2000 una variazione in aumento di 28,0 L/mc per forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 9.200 kcal/mc, anziché di 28,1 L/mc come deliberato dall'Autorità con deliberazione n. 199/00;

- Ritenuto conseguentemente di modificare la deliberazione n. 199/00 e prevedere, per il bimestre novembre-dicembre 2000, conguagli a favore dell'utenza;

DELIBERA

Articolo 1
Aggiornamento delle tariffe del gas naturale

1 1 Le tariffe del gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane di cui all'articolo 1, comma 1 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99 sono aumentate di 44,1 L/mc per forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 9.200 kcal/mc standard.

1.2 Nei casi in cui il potere calorifico superiore effettivo del gas naturale si discosti dal valore di riferimento, pari a 9.200 kcal/mc standard, di oltre il 5% e nei casi previsti dall'articolo 2, comma 2.5 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99, gli esercenti del servizio di distribuzione del gas naturale a mezzo di reti urbane calcolano la variazione da applicare alle tariffe moltiplicando il valore definito al precedente comma 1 1 per il potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito, espresso in kcal/mc standard, e dividendo il risultato per 9.200 kcal/mc standard.

Articolo 2
Aggiornamento delle tariffe dei gas di petrolio liquefatti e degli altri gas

2.1 Le tariffe dei gas di petrolio liquefatti distribuiti a mezzo di reti urbane di cui all'articolo 2, comma 2.1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99 sono aumentate di 102,1 L/mc per forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 23.900 kcal/mc standard (12.000 kcal/kg).

2.2 Nei casi in cui il potere calorifico superiore effettivo dei gas di petrolio liquefatti si discosti dal valore di riferimento, pari a 23.900 kcal/mc standard, e nei casi previsti dall'articolo 2, comma 2.4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99, gli esercenti del servizio di distribuzione dei gas di petrolio liquefatto a mezzo di reti urbane calcolano la variazione da applicare alle tariffe moltiplicando il valore definito al punto 2.1 della presente deliberazione per il potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito, espresso in kcal/mc standard, e dividendo il risultato per 23.900 kcal/mc standard.

Articolo 3
Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 24 ottobre 2000, n. 199/00

Il comma 1.1 dell'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 24 ottobre 2000, n. 199/00 è sostituito come segue:

"Le tariffe del gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane di cui all'art.1, comma 1 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99 sono aumentate di 28,0 L/mc per forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 9.200 kcal/mc"

Articolo 4
Disposizioni transitorie e finali

4.1 Gli esercenti il servizio di distribuzione del gas naturale a mezzo di reti urbane devono provvedere ad effettuare i conguagli a favore dell'utenza, conseguenti alla modificazione della deliberazione dell'Autorità 24 ottobre 2000, n.199/00, di cui all'articolo 3 del presente provvedimento.

4.2 La presente deliberazione è pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore l'1 gennaio 2001.

Milano, 28 dicembre 2000

Il presidente: RANCI

00A16027

DOMENICO CORTESANI, *direttore*

FRANCESCO NOCITA, *redattore*
ALFONSO ANDRIANI, *vice redattore*

(4651312/1) Roma, 2001 Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato - S.